日機連２２高度化－５

平成２２年度
我が国の発電プラントの国際展開に寄与する途上国へのプラント・メンテナンス・インフラ構築・導入に関する調査研究報告書

平成２３年３月

社団法人　日本機械工業連合会
社団法人　日本プラント協会

この事業は、競輪の補助金を受けて実施したものです。

http://ringring-keirin.jp

序

我が国機械工業における技術開発推進は、ものづくりの原点、且つ、輸出立国維持には必須条件です。

しかしながら世界的な経済不況脱出で先進国の回復が遅れている中、中国を始めとするアジア近隣諸国の工業化の進展と技術レベルの向上は進んでいます。そして、我が国の産業技術力の弱体化など将来に対する懸念が台頭してきております。

これらの国内外の動向に起因する諸課題に加え、環境問題、少子高齢化社会対策等、今後解決を迫られる課題も山積しており、この課題の解決に向けて、技術開発推進も一つの解決策として期待は高まっており、機械業界をあげて取り組む必要に迫られております。

これからのグローバルな技術開発競争の中で、我が国が勝ち残ってゆくためには、ものづくり力をさらに発展させて、新しいコンセプトの提唱やブレークスルーにつながる独創的な成果を挙げ、世界をリードする技術大国を目指してゆく必要があります。幸い機械工業の各企業における研究開発、技術開発にかける意気込みにかげりはなく、方向を見極め、ねらいを定めた開発により、今後大きな成果につながるものと確信いたしております。

こうした背景に鑑み、当会では機械工業に係わる技術開発動向に係わる調査のテーマの一つとして社団法人日本プラント協会に「我が国の発電プラントの国際展開に寄与する途上国へのプラント・メンテナンス・インフラ構築・導入に関する調査研究」を調査委託いたしました。本報告書は、この研究成果であり、関係各位のご参考に寄与すれば幸甚です。

平成２３年３月

社団法人　日本機械工業連合会
会　長　　伊　藤　源　嗣

はしがき

我が国では、優れたプラント設備を導入するばかりでなく、適切な維持・管理による効率的な運転と設備の長寿命化、メンテナンスコストの低減が図られています。長期的な視点に立った予防保全的な考えに基づく維持・管理は、設備の長寿命化やコストの削減といった直接的な効果のみならず、稼働率の向上による安定的なエネルギーや素材の供給、省エネルギー効果といった間接的な好影響をもたらし、我が国の産業基盤を支える大きな力となっています。

一方で、多くの途上国においては、プラント設備を導入しながらも、その後、運転や維持管理が適切にできないため、プラント機器の故障や寿命の低下などが原因となり、稼働率の低下を招く問題が発生しています。特に多くの途上国においては経済の急激な成長を背景に電力需給が逼迫した状況にあり、発電所の稼働率低下による不安定な電力供給が他の産業活動にも悪影響を及ぼす結果となっています。こういった状況下、我が国からのハード面での支援の必要性は勿論ですが、制度支援や体制作りに加え、維持・管理面での技術移転といったソフト面での支援の必要性が益々高まっています。

また、温室効果ガスの主要排出源の一つである火力発電所の適切な維持・管理による効率的な運転や稼働率の向上は、エネルギーの効率的な利用を通じた CO2 の排出削減にも貢献するものです。

上記の状況下、当協会は社団法人日本機械工業連合会の委託を受け、発電プラントにおける適切なメンテナンスの考えを普及し、円滑な運転と稼働率の向上を通じて途上国の環境問題を伴わない経済発展に貢献することを目的として「我が国の発電プラントの国際展開に寄与する途上国へのプラント・メンテナンス・インフラ構築・導入に関する調査研究」を実施しました。本調査研究の成果が関係各位のお役にたてば幸甚に存じます。

平成２３年３月

社団法人　日本プラント協会
会　長　　川　村　　隆

委員会名簿

委員長	大嶋 清治	社団法人研究産業協会　専務理事
委　員	大熊 栄一	株式会社東芝　電力システム社 火力・水力事業部 火力情報制御技術部長
委　員	小島 信幸	東京電力株式会社　火力部 火力エンジニアリングセンター 制御技術担当 スペシャリスト(火力プラント制御技術)
委　員	四道　　広	社団法人日本プラントメンテナンス協会 研究開発本部長(MOSMS グループリーダー)
委　員	米田 一弘	独立行政法人国際協力機構　東南アジア第二部長

（敬称略、五十音順）

「我が国の発電プラントの国際展開に寄与する途上国へのプラント・
メンテナンス・インフラ構築・導入に関する調査研究報告書」

目　次

序　（会長　伊藤　源嗣）
はしがき　（会長　川村　隆）
委員会名簿

第 1 章　調査研究の目的・実施方法・日程.....1

1.1　調査研究の目的.....1
1.2　調査研究の実施方法.....2
1.3　調査研究の日程.....3

第 2 章　発展途上国における電力事情と発電事業の態様.....4

2.1　発展途上国の電力の需給動向.....4
2.2　発展途上国における電力・発電事業が抱える課題と将来展望.....18

第 3 章　調査対象国の選定.....21

3.1　選定の概要.....21
3.2　プラント・メンテナンス改善の必要性.....21
3.3　関連情報の入手状況 及び現地訪問調査に関するインフラ整備.....22
3.4　調査結果報告内容のフォローアップ.....22

**第 4 章　調査対象国（ベトナム）における既設火力発電プラントメンテナンス高度化の必要性
.....24**

4.1　既設発電プラントの運用の現況.....24
4.2　既設発電プラントのメンテナンスの現況と問題点.....30
4.3　既設石炭火力発電プラントの運用状況と課題.....33
4.4　既設石炭火力発電プラントのメンテナンス上の課題.....35

第 5 章　日本国内のプラントメンテナンス技術の現状.....41

5.1　国内電力会社のプラントメンテナンスシステムの調査.....41
5.2　国内電力会社のプラントメンテナンスシステムの期待と現状.....43
5.3　国際貢献としての国内メンテナンス技術の発展途上国への導入検討.....43

第 6 章　調査対象国（ベトナム）へのプラントメンテナンス技術導入の具体化.....44

6.1　ベトナムにおけるメンテナンスニーズの大きい分野の把握と優先度 44
6.2　導入システムのマッチングと絞り込み 48

第 7 章　対象国へのメンテナンスシステム導入にかかる問題点と解決策 59

7.1　ファイナンススキーム構築に向けた各種インセンティブ確保 59
7.2　具体的なシステム構築・選定における問題点 62
7.3　ベトナムへのメンテナンスシステム導入の可能性と展望 63

第 8 章　結言.....65

添付資料.....66

1. 委員会議事録（第 1 回～第 3 回）.....67

2. 海外調査記録.....85

3. 啓蒙資料.....99

4.　参考文献.....137

第 1 章　調査研究の目的・実施方法・日程

1.1　調査研究の目的

途上国においてプラント設備を導入しながら、その後、運転や維持管理が適切にできないため、プラント機器の故障、寿命の低下などが原因となり、稼働率の低下を招く問題が多数発生している。我が国では、プラント設備のメンテナンスを長期的な視野で捉えた、予防保全的な考え方が取り入れられており、単なる通常運転のためのデータ入手だけでなく、故障や停止の防止のためのプラント・メンテナンスによりプラント設備の延命化が図られ、それにより運転コスト、維持管理コストの低減が行われている。こうした予防保全的な設備管理の最適化には情報インフラの確立と情報システムの活用が不可欠であり、そうしたシステムの導入が一般的になっている。

途上国ではこの予防保全的な考え方に基づいたプラント・メンテナンスの仕組みはまだ取り入れられていないが、日常的なメンテナンスにも適用できる有効な考え方であり、こうした考え方の理解を促進し、予防保全を可能とする長期的な視野でのプラント・メンテナンスに関わる情報インフラ・システムの導入により、エネルギー効率化、省エネルギー化をも促進することが期待できる。

我が国のプラント設備輸出の主要な対象地域は経済発展の著しいアジア地域であるが、中でもベトナムは我が国との経済協力関係が強く、最近では我が国の制度を習った省エネルギー政策を推進していることからもベトナムを本調査の対象とした。

予防保全的な考えに基づくメンテナンスは色々な産業分野で行われているが、経済の急成長下にある国がまず優先すべきなのは拡大する電力需要への対応であり、この点から発電プラントの稼働率向上、メンテナンス性向上が各国で優先されると想定した。また、発電プラントは、化学プラントや鉄鋼プラントなどと比べると、比較的プロセスがシンプルでこの種の技術導入は理解が得やすく、スムーズに進められると考えた。

プラント運転中の異常発生後、速やかに対処することで解決することはもちろん必要であり、途上国においても納入プラント設備のマニュアルに基づき解決が図られている。しかしながら、我が国企業の取り入れているプラント・メンテナンスの思想を当該国に導入促進させ、普及させることにより、発電プラント設備のより一層適正な稼働を図ることが可能となる。

以上のことから、ベトナムにおける発電プラント運転においてプラント・メンテナンスの考えを普及させ、円滑なプラント運転、故障の防止を図ることを本調査研究の目的とした。

1.2　調査研究の実施方法

1)　国内における文献資料調査

国内における情報収集として、経済産業省、外務省、JICA、JETRO、NEDO 等の我が国政府及び関連機関のベトナムの電力事情に関する諸情報を入手した。また、当協会はベトナムにおいて過去数年、ベトナム商工業省(Ministry of Industry and Trade ; MOIT)、エネルギー研究所(Institute of Energy ; IE)、ベトナム開発銀行(Vietnam Development Bank ; VDB)等と協力して調査を実施してきており、それらを通じて得られた情報を活用した。それらに加え、インターネットや一般の文献等を通じて得られる情報を広く収集して調査に活用した。

2)　システムプラン作成

我が国の重電機メーカーや計測機器メーカーへのヒアリングを実施することによって国内で導入されている最新システムの実態を把握した。また、電力会社(東京電力(株))へのヒアリングも実施し、予防保全としてのシステム稼働状況とその効果性の全体像を把握した。更に、システムプラン作成のために、現地調査に先立ち、ベトナムに対して質問状を送付し、事前情報を入手した。

以上の国内における予防保全の状況調査に基づき、途上国へ当該技術システムを導入した場合のシステムプランの原案を作成した。

3)　予防保全に関する推進・支援方策検討及び啓蒙資料の作成

現地調査に基づいたデータを元に、ベトナム Pha Lai 発電所への導入を想定した予防保全システムの推進・支援方策を検討し、ベトナム側に対する啓蒙のための資料を作成した。本啓蒙資料の作成に当たっては、委託先である横河電機(株)の協力を得た。

また、第 1 回現地調査で入手した情報に基づき、システムプランをベトナムの実情に合わせたマッチングプランとして改訂、作成した。

4)　ベトナム現地調査

10 年 11 月及び 11 年 1 月の二度現地調査を実施した。第 1 回現地調査では、発電所を所管するベトナム電力公社(Vietnam Electricity ; EVN)を訪問してベトナムの電力事情や電力計画、メンテナンスに関する考え方をヒアリングするなどの情報収集を行った。また、Pha Lai 発電所を訪問、プラントのトラブルとその原因およびその対策の履歴を調査し、現場の

発電所の状況を把握した。更に、ベトナム北部地域のメンテナンスを担っているサービス会社 NPS を訪問し、メンテナンスを行う上での問題点などを聴取した。

第 2 回現地調査では、作成した資料を使用してベトナム側関係者に対する啓蒙活動を行った。再度 EVN、Pha Lai 発電所、NPS を訪問、第 1 回現地調査で得られた諸情報に基づき改訂したシステムプランを説明した。

なお、2 回の現地調査に際しては、過去のベトナムでの調査の期間、当協会と良好な関係を作った IE の協力を得た。

5) プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会

関連有識者、実務者等により構成された「プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会」を設置して調査研究遂行と報告書作成に当たり必要な助言を得ると共に情報提供を受けた。本委員会を 3 回（10 年 11 月、11 年 1 月、11 年 2 月）開催した（詳細は添付資料参照)。

1.3 調査研究の日程

以下の日程で調査研究を行った。

10 年 10 月 1 日	調査研究開始
10 年 10 月 20 日	東京電力（株） 広野火力発電所訪問調査
10 年 11 月 18 日	第 1 回委員会開催
10 年 11 月 21 日 ～ 12 月 2 日	第 1 回現地調査実施
11 年 1 月 17 日	第 2 回委員会開催
11 年 1 月 24 日 ～ 29 日	第 2 回現地調査実施
11 年 2 月 23 日	第 3 回委員会開催
11 年 3 月 31 日	調査研究完了

第 2 章　発展途上国における電力事情と発電事業の態様

2.1　発展途上国の電力の需給動向

本調査研究は、 途上国の既設火力発電プラントについて調査し、予防保全的な考え方に基づいたプラント・メンテナンスの導入を図り円滑なプラント運転・故障の防止を図るとともに、エネルギー効率化・省エネルギー化を促進することも研究目的としている。我が国のプラント設備輸出の主要な対象地域は経済発展の著しいアジア地域であり、また第３章で検討した通り調査対象国としては、そのアジア地域の中からベトナムを選定して実施することにしている。

本章ではアジア地域の全般的な電力の状況を概括するために、アジア地域のなかでも主要な下記の国を対象として各国の電力事情を報告する。

1) インド共和国
2) インドネシア共和国
3) タイ王国
4) フィリピン共和国
5) マレーシア

なお調査対象国であるベトナムについては、第４章で電力事情一般も含めて報告するので、本章では取り上げていない。

1)　インド共和国

インドは 2007 年推定の人口が 11 億 6 千万人と中国についで世界で 2 番目に多く、2005 年の一次エネルギー消費量は約 5.4 億石油換算トンで世界第 4 位となっている。2007 年の総電力需要は 7,370 億 kWh であるのに対し、総電力供給は 6,640 億 kWh と需要に追い付いておらず電力不足の状況にある。

(1)　電力需給

表 2.1-1 に 2007 年迄の電力需給の伸びと、電力不足率を示す。電力需給は順調に伸びているが、特に 2005 年以降の伸びが大きい。また電力不足率は 7～10%と非常に高く、特に

表 2.1-1　インドにおける電力需給状況

年	需要 億 kWh	増加率 %	供給 億 kWh	増加率 %	不足率 %
2003	5,592.64	2.4	5,193.98	4.3	7.1
2004	5,913.73	5.7	5,481.15	5.5	7.3
2005	6,315.54	6.8	5,788.19	5.6	8.4
2006	6,905.87	9.3	6,244.96	7.9	9.6
2007	7,370.52	6.7	6,646.60	6.4	9.8

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

2006 年と 2007 年が 9%と徐々に不足率が高くなる傾向にある。

電力不足は深刻であり、全国では年間の不足電力量が 723 億 kWh であり、ピーク時には 18GW の電力が不足し、これは現状の設備容量に対して 16.6%にも達している。さらに地域別の電力不足を表 2.1-2 に示すが、デリーなど需要の集中する西部ではピーク時で 23%もの電力が不足している。このため計画停電はもとより、計画外停電も日常化しており多くの工場や事業所だけではなく中流以上の一般家庭でも自家発電や無停電装置を設置している状態にある。

表 2.1-2　2007 年度における地域別の不足電力

地域	ピーク需要 MW	最大出力 MW	不足電力 MW	不足率 %
北部	32,462	29,495	2,967	9.1
西部	38,277	29,385	8,892	23.2
南部	26,777	24,368	2,409	9.0
東部	11,940	10,699	1,241	10.4
北東部	1,742	1,347	395	22.7
全国	108,866	90,793	18,073	16.6

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考；各地域のピーク時は地域により時刻が異なるので、全国の値は各地域の合計値とはならない。

(2)　発電設備

表 2.1-3 に燃料別の発電電力量（2005 年実績）と発電設備容量（2008 年 3 月末時点）を示す。石炭が圧倒的に多く、発電電力量の 69.8%、また発電設備容量では 52.8%を占めて

表 2. 1-3　エネルギー別発電量および発電設備容量

	発電電力量*1 (百万 KWh)		発電設備容量*2 (MW)				
セクタ	合計	構成比	中央	州	民間	合計	構成比
水力	101,494	16.3	8,592	26,087	1,230	35,909	24.9%
石炭	435,494	69.8	29,010	42,048	4,991	76,049	52.8%
ガス	60,802	9.7	6,639	3,834	4,183	14,656	10.2%
石油	2,063	0.3	0	605	597	1,202	0.8%
原子力	17,324	2.7	4,120	0	0	4,120	2.8%
再エネ*3	6,643	1.1	0	2,200	9,995	12,195	8.5%
合計	623,819	100	48,361	74,773	20,997	144,131	100%
構成比	-	-	33.5%	51.9%	14.6%	100%	-

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；発電電力量は 2005 年度実績

*2；発電設備容量は 2008 年 3 月末時点

*3；25MW 以下の小型水力発電は統計上再エネに含まれる。

いる。次いで水力が発電電力量の 16.3%、発電設備容量の 24.9%となっている。水力発電は季節的（雨季、乾季）に発電量が大幅に変化する特性があり、発電設備容量の割には実際の発電量は小さくなる。ガスが約 10%の割合を占め、再生エネルギーも設備容量としては 8%を占めている。なお、インドの統計上は 25MW 以下の小型水力発電は統計上再生エネルギーに含まれるため、再生エネルギーのかなりの部分が水力と思われる。また、原子力は発電設備全体の 3%弱に過ぎない。

インドは石炭の産出量が世界第 3 位であり、電力の燃料として主要な位置を占めている。また天然ガスも産出しており、国内消費の 80%以上を自給でまかなっている。

表 2.1-3 には発電設備容量のセクター別の内訳も示しているが、州が全体の 52%と過半数を占め、中央が 34%、民間が 15%となっている。電力に関しては地方政府である州が大きな役割を果たしていることが分かる。中央および州は石炭が主力であるが、民間は再生可能エネルギーが約 50%を占めている。また原子力は中央のみしかない。

(3)　電力需給見通し

2006 年にインドの計画委員会が発表した総合エネルギー政策報告書によると、GDP 成長率を 8%とした場合の電力需要の見通しは表 2.1-4 の通りであるとしている。2031 年の総電力需要は 2007 年の約 5 倍の 3,880×1,000GWh となるため、同年における必要設備容量は 778GW となるとしている。2007 年の設備容量 168GW の約 4.6 倍にも達する。単純計算では、24 年間で現設備を全て廃棄せざるを得ないと仮定すると、毎年 1,000MW 機を 33 基建設する必要がある。

2016 年までの第 12 次 5 ヶ年計画において 58.68GW の建設が行われると言われているが、この程度の建設では前述の建設必要量の 1/3 程度にしかならない。またその計画の中で、86%にあたる 52.65GW を石炭火力が占めており、中央セクターや地方の州セクターよりも民間電気事業者（IPP）が主力となることが示されている。石炭火力は超臨界圧の設備が中心であり、政府はクリーンコールテクノロジー国家計画を策定中であると言われている。

表 2.1-4　電力需要の見通し

年	総需要 1,000GWh	ピーク需要 GW	必要容量 GW
2007 年実績	813	-	168
2011 年	1,097	158	220
2016 年	1,524	226	306
2021 年	2,118	323	425
2026 年	2,866	437	575
2031 年	3,880	592	778

（出典）J-coal コール・ノート　2010 年版

2) インドネシア共和国

インドネシアは 2005 年推定の人口が 2 億 3 千万人と中国、インド、アメリカについで世界で 4 番目に多く、2006 年の一次エネルギー消費量は約 1.8 億石油換算トンとなっている。2006 年の総電力供給量は 1,288 億 kWh であり、そのうち 77.8%は国有の電力会社である PLN が発電し供給している。

(1) 電力需給

表 2.1-5 にインドネシアにおける 2006 年迄の供給電力量の伸びと、販売電力量の伸びを示す。電力需給は過去 5 年間 4~6%の比較的安定した増加率を示している。

表 2.1-5 インドネシアにおける電力需給状況

年	PLN 送電量 億 kWh	購入電力量 億 kWh	供給電力量 億 kWh	増加率 %	販売電力量 億 kWh	増加率 %
2002	856	191	1,047	6.7	871	3.1
2003	886	205	1,091	4.2	904	3.8
2004	922	241	1,163	6.6	1,001	10.7
2005	960	261	1,221	5.0	1,070	6.9
2006	1,002	286	1.288	5.5	1,126	5.2

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

インドネシアは長年にわたり電力会社 PLN が唯一の電気事業会社であったが、1992 年に発電部門に IPP の参入が認められている。一方同年に PLN は国営から民間の株式会社に移行している。表 2.1-5 に示す通り、2002 年から 2006 年の 5 年間の電力供給量の伸びは、PLN が 17%の伸びに過ぎないのに対して、その他の電力供給は 50%も伸びており、今後もこの傾向は続くものと思われる。

インドネシアの大きな特徴は、多数の島から成り立つ島嶼国であるため島毎の電力供給システムとならざるを得ず、それぞれの特性があることである。表 2.1-6 に地域別発電設備

表 2.1-6 地域別発電設備容量 （単位 百万 kWh）

地域	水力	石油	石炭	C/C	他火力*1	地熱	合計
ジャワ・バリ	4,682	7,727	35,236	25,691	3,597	2,976	79,909
スマトラ	2,952	834	2,986	4,886	3,558	0	15,216
カリマンタン	113	0	967	341	2,838	0	4,259
その他	1,012	14	0	0	3,893	166	5,085
合計	8,759	8,575	39,189	30,918	13,886	3,142	104,469

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考 *1；他火力にはガスタービン、ディーゼル等を含む。

*2；発電設備容量は 2006 年時点

容量を示すが、首都ジャカルタのあるジャワ・バリ地域は、各エネルギー源があり各種の発電設備から構成されている。石炭火力およびガス・コンバインド発電が主力であるが、水力・地熱の再生可能エネルギーも多い。特に地熱が多いことが特徴である。スマトラ地域は石油・石炭・天然ガスの何れも産出するが、ガス・コンバインド発電とその他火力が主力となっている。またカリマンタンも天然ガスと石炭の産地であり、その他火力(GT、ディーゼル等)と石炭火力が主力となっている。

(2) 発電設備

表 2.1-7 に PLN のエネルギー別の発電量を示す。石炭が 37.5%、C/C が 29.6%と非常に多くなっている。C/C はコンバインド・サイクルの意味であるが、燃料は基本的に天然ガスである。最近の傾向としては石炭火力が大きく伸びているが、その他は石油火力が漸減の傾向が見られる他は大きな変化は見られない。ガス火力が 2005 年にデータ計上がなくなっているが、実際にガス火力が廃止されたのか、統計処理上、別のカテゴリーに含むようにしたのかは判然としない。

表 2.1-7 PLN のエネルギー別発電量 (百万 kWh)

	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	比率*3
水力	8,833	8,472	8,943	9,831	8,759	8.4
石油火力	8,188	9,108	9,636	8,180	8,575	8.2
ガス火力	1,532	1,334	1,203	-	-	-
石炭火力	29,312	31,736	30,806	34,088	39,189	37.5
C/C*1	28,803	28,409	30,700	31,272	30,918	29.6
他火力*2	9,438	10,463	11,756	14,905	13,886	13.3
地熱	3,187	2,959	3,147	3,006	3,142	3.0
合計	89,293	92,481	92,481	101,282	104,469	100

(出典) 海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考 *1 ; C/C ; コンバインド・サイクル

*2 ; 他火力 ; ガスタービン、ディーゼル等

*3 ; 比率は 2006 年の発電量の比率を示す。

表 2.1-8 に、発電事業会社別の発電設備容量の推移を示す。 PLN とその発電子会社合計の発電設備は、2002 年の 21,460MW から 2006 年の 24,850MW に約 16%伸びたのみである。この中で特徴的なのは、水力発電が徐々に増加していることと、2006 年に汽力と C/C が大幅に増加していることである。

一方、PP による発電設備は 5 年間で 77%の大幅な伸びを示しているが、自家発設備については減少する傾向を示している。なお同表のなかで汽力としているのは、ボイラ・蒸気タービン発電のことで、燃料としては石炭・石油・ガスを含んでいる。

表 2.1-8　発電設備容量　　(MW)

		2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	比率*4
PLN 合計*1		21,110	21,460	21,460	22,510	24,850	64.3
	水力	3,160	3,170	3,200	3,220	3,530	9.1
	汽力	6,900	6,900	6,900	6,900	8,220	21.3
	C/C*2	6,860	6,560	6,560	6,280	7,020	18.2
	他火力*3	3,820	3,908	4,400	5,710	5,680	14.7
	地熱	380	400	400	400	400	1.0
IPP		3,460	3,650	3,650	5,440	6,110	15.8
自家発		11,510	11,100	11,730	7,290	7,710	19.9
合計		36,080	35,760	36,840	35,240	38,670	100

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；PLN 本社と発電子会社を含む。
*2；C/C；コンバインド・サイクル
*3；他火力；ガスタービン、ディーゼル等
*4；2006 年の発電設備容量の比率を示す。

(3)　電力需給見通し

2005 年にエネルギー鉱物資源省が作成した電源開発計画（RUKN2005）では地域毎に電源開発計画がされており、表 2.1-9 に示す。既存の発電設備の中には老朽化している設備が

表 2.1-9　RUKN2005*1 電源開発計画　　(MW)

年		~2010	~2015	~2020	~2025
ジャワ・バリ地域		9,510	11,620	17,640	15,800
	石炭	3,620	5,160	9,240	6,600
	C/C*2	5,570	4,460	2,000	2,000
	ガス	200	1,000	400	1,200
	地熱	660	0	0	0
	揚水	0	1,000	0	0
	原子力	0	0	6,000	6,000
外島（上記以外）		3,420	3,810	5,070	5,900
	石炭	2,080	1,660	4,070	4,520
	C/C*2	130	550	780	950
	ガス	330	80	60	50
	ディーゼル	330	80	60	50
	地熱	160	190	100	330
	水力	360	1,270	10	0
	その他	40	0	0	0

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；エネルギー鉱物資源省が 2005 年に策定した電源開発計画
*2；C/C ；コンバインド・サイクル

多数あり、供給予備力が年々低下する傾向にある。これに対して電力需要は増加しており、特にジャワ・バリ地域では電力需給がひっ迫している。

最近、10,000MW を開発するクラッシュ・プログラムを実施している。これは石油への依存を少なくするため石炭火力発電を建設するものであり、IPP の石炭火力をジャワ・バリ地域で 6,900MW、その他の地域で 3,100MW を建設するものである。しかし最近の情報によれば資金の調達が難航し、計画達成時期を遅らせる等、計画変更を余儀なくされているようである。

3) タイ王国

タイ王国は 2007 年推定の人口が 6,400 万人であり、2006 年の一次エネルギー供給量は約 1.0 億石油換算トンとなっていて、エネルギー自給率は 52%である。2006 年の総電力供給量は 1,390 億 kWh であり、そのうち 48.9%は公営の電力会社であるタイ発電公社(EGAT)が発電し供給している。

(1) 電力需給

表 2.1-10 にタイ王国における 2006 年迄の供給電力量の伸びと、消費電力量の伸びを示す。電力需給は過去 5 年間 5~8%の比較的安定した増加率を示している。

表 2.1-10 タイ王国における電力需給状況

年	発電量*1 億 kWh	輸入電力量 億 kWh	供給電力量 億 kWh	増加率 %	消費電力量 億 kWh	増加率 %
2002	1,055.50	25.39	1,080.89	6.3	1,001.73	8.5
2003	1,133.28	21.83	1,155.11	6.9	1,069.59	6.8
2004	1,220.09	30.16	1,250.25	8.2	1,150.44	7.6
2005	1,281.67	37.77	1,319.44	5.5	1,212.29	5.4
2006	1,345.82	44.09	1,389.91	5.3	1,278.11	5.4

(出典) 海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考 *1; 送電端の発電量を示す。

(2) 発電設備

表 2.1-11 にタイ王国のエネルギー別の発電量を示す。天然ガスが 69.1%と圧倒的に多く、続いて石炭･褐炭が 17.6%となっている。水力が 6.5%であり、他の地熱、風力等の再生可能エネルギーは非常に少なく、原子力発電は無い。全般に各エネルギー源とも発電量が増えているが、特に石炭･褐炭火力と天然ガス火力の伸びが大きい。石油火力については 2005 年までは伸びていたが、その後は余り伸びていない。水力については、2005 年迄は低下傾向にあったが 2006 年は一転して増加している。地球温暖化問題に関連して CDM プロジェクト化として増えているものと思われる。

表 2.1-11　エネルギー別発電量　　（百万 kWh）

	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	比率*3
水力	7,471	7,299	6,040	5,798	8,125	6.5%
石油火力	2,784	3,121	7,689	8,658	8,493	6.8%
石炭褐炭火力	16,652	16,807	17,993	18,334	22,051	17.6%
天然ガス火力	69,538	76,332	80,489	85,703	86,339	69.1%
その他*1	2	2	2	2	3	0.0%
合計	96,447	103,561	112,213	118.495	125,011	100%
増加率*2	6.6%	7.4%	8.4%	5.6%	5.5%	-

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；その他には地熱、再生可能エネルギー、風力を含む。

*2；前年に対する増加率を示す。

*3；比率は 2006 年の発電量の比率を示す。

表 2.1-12 に、発電事業会社形態別の発電設備容量の推移を示す。タイ王国における電気事業体制は、1992 年までは発送電のタイ発電公社（EGAT）、配電と小売を首都圏配電公社（MEA）および地方配電公社（PEA）が独占していた。また離島等の独立系統については PEA とエネルギー省代替エネルギー開発効率化部（DEDE）が小規模な発電所を所有し、電力供給を行っていた。1992 年に発電部門への民間資本が参入出来るようになり、IPP や小規模発電事業者（SPP、90MW 以下）が参入している。さらに 2002 年からは再生可能エネルギーで発電する 1MW 以下の極小規模発電事業者（VSPP）にも、売電が認められるようになった。

5 年間で IPP および SPP 等が約 20%伸びているが、EGAT の設備容量は 5%の伸びに留まっている。このため EGAT がタイ全体の発電事業に占める割合は、2002 年の 61.2%から 2006 年は 58.9%まで低下している。逆に IPP が 29.5%から 32.1%へ若干増加している。

表 2.1-12　発電事業会社形態別の発電設備容量　　（MW）

発電事業会社	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	比率*5
EGAT*1	15,000	14,430	15,421	15,794	15,794	58.9%
DEDE*2 PEA*3	84	84	85	85	85	0.3%
IPP	7,143	8,206	8,206	8,164	8,610	32.1%
SPP 等*4	1,930	2,085	2,194	2,224	2,327	8.7%
合計	24,157	24,805	25,906	26,267	26,816	100%

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；EGAT；タイ発電公社

*2；DEDE；エネルギー省代替エネルギー開発効率化部

*3；PEA；地方配電公社

*4；SPP 等 ；小規模発電事業者（SPP）および極小規模発電事業者（VSPP）

*5；2006 年の発電設備容量の比率を示す。

(3) 電力需給見通し

国家全体の電源開発計画は、EGAT が担当している。最近の電源開発計画は 2007 年に公表されたタイ電力開発計画（PDP）である。需要想定から推奨ケースと代替ケースの 2 案が作成されたが、表 2.1-13 には推奨ケースを示している。

表 2.1-13　電源開発計画　（MW）

年	2007	2011	2016	2021
水力/輸入	3,764	4,684	7,115	9,775
石油/ガス	5,559	4,779	4,089	2,989
石炭/褐炭	4,117	4,117	6,917	6,917
C/C	13,531	18,147	23,294	31,228
ディーゼル/GT*2	973	973	973	973
再生可能エネ	291	440	440	440
海外等追加購入*3	300	300	1,300	2,000
原子力	0	0	0	4,000
合計	28,535	34,037	44,127	58,321

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；EGAT が 2007 年に作成したタイ電源開発計画（PDP）の推奨ケースを示す。
*2；C/C；コンバインド・サイクル
*3；マレーシアからの購入と SPP からの追加購入を含む。

2021 年までに発電設備容量を 2007 年の約 2 倍超となる 58,000MW に増強する計画である。増設の主力は現在と同じく天然ガスによるコンバインド･サイクルである。2021 年における全発電設備に占める割合は､現状の 47%から 54%に大きく伸びることになる。その他、海外からの輸入を含めて水力の容量を約 2.6 倍に､石炭褐炭火力を 1.7 倍にする計画である。また原子力も 2021 年度までに導入する予定としている。これに反して石油･ガス火力の比率を大幅に下げており、また再生可能エネルギーについては余り重点をおいていない。

4) フィリピン共和国

フィリピン共和国は 2007 年推定の人口が 8,700 万人であり、2004 年の一次エネルギー供給量は約 2.7 億石油換算トンとなっていて、エネルギー自給率は 54%である。1990 年代のエネルギー自給率は 44%程度であったが、パラワン島沖の天然ガス田における商業採掘が本格的に始まり、2001 年から国内での天然ガスの利用が行われ、エネルギー自給率が大幅に向上した。2006 年の総電力供給量は 525 億 kWh であり、公営の電力会社である電力公社（NPC）が､自社発電所と IPP 発電所（NPC に電力を供給する IPP）から全体の 78.1%を供給している。

(1) 電力需給

表 2.1-14 にフィリピン共和国における 2006 年迄の供給電力量の伸びと、最大電力および負荷率を示す。電力需給は 2004 年までは 3～6%の増加率を示していたが、2005 年以降は 1%台の伸びに留まっている。最大電力の伸びも同様の傾向にあり、負荷率は 74%程度である。またフィリピンの送配電損失率は 13～17%と非常に高い数字となっている。

表 2.1-14 フィリピン共和国 における電力需給状況

年	発電量*1 億 kWh	増加率 %	販売電力量 億 kWh	送配電損失率%	最大電力 MW	負荷率 %
2002	465.39	3.8	386.24	17.0	7,721	71.7
2003	495.31	6.4	427.20	13.7	8,275	73.0
2004	513.04	3.6	440.76	14.1	8,525	74.9
2005	519.77	1.3	451.59	13.1	8,629	74.8
2006	525.57	1.1	456.72	13.1	8,760	74.0

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考 *1；送電端の発電量を示す。

(2) 発電設備

表 2.1-15 にフィリピンのエネルギー別発電量を示す。フィリピンの発電は、天然ガスと石炭がそれぞれ 28.8%と 27.0%で主力となっているが、天然ガスは 2000 年代に急激な伸びを示している。水力と地熱の再生可能エネルギーも約 18%で高い比率となっている。特に地熱が多いのがフィリピンの特徴である。石油を燃料とするディーゼル発電も 7.3%と多いが、島嶼国であり各島に独立した小型の発電設備が必要なためであると考えられる。原子力発電所はまた無く、風力発電が 2005 年から始まっている。

表 2.1-15 エネルギー別発電量 （百万 kWh）

年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	比率*2
石油/ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ	4,561	5,509	6,253	5,717	4,152	7.3%
石油/汽力 GT	1,732	1,661	2,252	425	513	0.9%
水力	7,033	7,870	8,593	8,387	9,939	17.5%
地熱	10,242	9,822	10,282	9,902	10,465	18.4%
石炭	16,128	14,939	16,194	15,257	15,294	27.0%
天然ガス	8,771	13,139	12,384	16,861	16,366	28.8%
風力他	0	0	0	19	55	0.1%
合計	48,467	52,941	55,957	56,568	56,784	100%
増加率*1	3.0%	9.2%	5.7%	1.1%	0.4%	-

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考 *1；前年に対する増加率を示す。

*2；比率は 2006 年の発電量の比率を示す。

表 2.1-16 に、地域別および発電事業会社形態別の発電設備容量の推移を示す。島嶼国であるフィリピンは大きくルソン地域、ビサヤス地域、ミンダナオ地域に分れるが、ルソン地域とビサヤス地域は系統が連携されており、ミンダナオ地域は他地域との連携が未だ出来ていない。ルソン地域が広さおよび人口も多く発電設備の 76.5%を占め、ビサヤス地域とミンダナオ地域はそれぞれ 12%程度である。

電力公社（NPC）は政府所有の機関で長らく発送電部門を独占していた。1993 年から IPP が導入され、さらに 2001 年には NPC の発送電分割民営化、電力産業への競争原理導入を柱とする電力産業改革法（EPIRA）が施行されている。NPC の発電所などの資産は既に電力部門資産債務管理会社に移転され、民間への売却が進められている。しかし売却は計画通り進まず遅れている。IPP が増えているが、NPC へ発生電力を売る契約をする IPP（NPC-IPP）とその他の IPP が区分されて統計処理されている。

発電設備は 2000 年代前半には設備の増設があまり進んでいない。

表 2.1-16　地域別および発電事業会社形態別の発電設備容量　　（MW）

地域/事業形態		2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	比率*4
地域	ルソン	11,429.0	11,811.0	12,161.6	12,127.6	12,091.6	76.5%
	ビサヤス	1,622.2	1,647.1	1,721.0	1,793.2	1,803.2	11.4%
	ミンダナオ	1,651.4	1,665.0	1,665.4	1,698.4	1,908.3	12.1%
形態	NPC*1	-	-	-	-	4,172.6	26.4%
	NPC-IPP*2	-	-	-	-	8,169.4	51.7%
	IPP	-	-	-	-	3,461.2	21.9%
合計		14,702	15,124	15,548	15,619	15,803.1	100%
増加率*3		9.9%	2.9%	2.8%	0.5%	1.2%	-

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；NPC；電力公社

*2；NPC-IPP；NPC に電力を供給する契約の IPP

*3；前年に対する増加率を示す。

*4；2006 年の発電設備容量の比率を示す。

(3)　電力需給見通し

フィリピンのエネルギー省が 2006 年に作成した電源開発計画を表 2.1-17 に示すが、2014 年までの計画となっている。地域毎の計画となっているが、現状の設備のままでは 2010 年頃からは電力不足に陥る見込みである。ルソン地域においては、2014 年までに需要が 2006 年の 40%増となり、少なくとも 1,750MW の建設が必要となる。ビサヤス地域とミンダナオ地域については、2014 年には 60%増とルソン島より需要の伸びが大きく、それぞれ 800MW 以上の建設が必要となる。表に示した必要設備出力は、需要から決まる最大出力に対して必要な予備力を見込んで設定された数値である。

表 2.1-17　電源開発計画　（MW）

年		2006	2010	2012	2014
ルソン	既存設備出力	10,576	10,496	9,846	9,846
	必要設備出力	8,302	9,721	10,607	11,596
	不足出力	-	-	- 761	- 1,750
ビサヤス	既存設備出力	1,536	1,541	1,491	1,491
	必要設備出力	1,424	1,787	2,014	2,283
	不足出力	-	-	- 523	- 792
ミンダナオ	既存設備出力	1,665	1,730	1,730	1,730
	必要設備出力	1,565	1,960	2,228	2,556
	不足出力	-	- 230	- 498	- 826
全国合計	既存設備出力	13,777	13,767	13,067	13,067
	必要設備出力	11,291	13,468	14,849	16,435
	不足出力		- 230	- 1,782	- 3,368

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

2006 年の政府計画では、ルソン地域で 1,988MW、ビサヤス地域で 869MW、ミンダナオ地域で 850MW の電源開発を目指していた。最新の情報によると、2010 年現在で新規開発が確定している電源設備は、ルソン地域で 600MW、ビサヤス地域で 638MW、ミンダナオ地域で 101MW、合計で 1,338MW であり、電源開発が遅れているようである。

2001 年の電力産業改革法（EPIRA）施行後は、電力公社（NPC）は新規電源開発を行わない方針であり、現在の計画も全て民間の IPP である。

4)　マレーシア

マレーシアは 2007 年推定の人口が 2,600 万人であり、2005 年の一次エネルギー供給量は約 6,100 万石油換算トンである。マレーシアは石油と天然ガスの産出国であり、輸出している。石炭は産出量が少なく輸入に頼っている。一次エネルギー全体で言えばエネルギー輸出国であるが､石炭や一部ガス等を輸入している｡2006 年の発電電力量は 1,039 億 kWh であり、マレー半島は電力会社（TNB)、サラワク州は SESCO、サバ州は SESB がそれぞれ電力事業を行っている。

(1)　電力需給

表 2.1-18 にマレーシアにおける 2006 年迄の供給電力量の伸びと、販売電力量を示す。マレー半島部の電力供給を担う TNB は、タイの EGAT とシンガポールへ電力を輸出している。同表の供給電力量は自社の発電量と IPP からの購入量からなり、電力輸出分、電力損失分を差し引いた分が、販売電力量となる。TNB における電力損失率は 2006 年において 9.7%であり、また SESB と SESCO はそれぞれ 20.1%と 16.7%となっていて、高い値となっている。

表 2.1-18　マレーシアにおける電力需給状況

年		供給電力量		電力輸出	電力損失	販売電力量
		発電電力量	購入電力量			
TNB	2002 年	386.06	313.91	0.10	99.33	600.54
	2003 年	286.80	432.00	1.93	72.03	644.84
	2004 年	268.42	547.55	6.05	114.22	695.70
	2005 年	234.82	604.09	16.93	74.02	747.96
	2006 年	267.46	619.16	23.19	85.72	777.71
SESB	2006 年	16.58	20.58	0	7.47	29.69
SESCO	2006 年	23.19	25.37	0	8.11	40.45
合計	2006 年	307.23	665.11	23.19	101.30	847.85

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

(2)　発電設備

表 2.1-19 にマレーシアのエネルギー別発電量を示す。マレーシアの発電は、ガスと水力がそれぞれ 23.7%と 10.3%で主力となっており、石炭は 2005 年から廃止されている。石油等にはディーゼル発電を含むが、徐々に減少している。TNB の発電量は徐々に増加する傾向が見られるが、年により増加率の変化が大きい。

表 2.1-19　エネルギー別発電量　　（百万 kWh）

企業	年	水力	ガス	石炭	石油等	IPP	合計	増加率*1
TNB	2002	191.1	330.2	144.7	139.6	541.7	1,347.3	5.8%
	2003	191.1	343.0	142.1	140.2	899.3	1,715.7	27.3%
	2004	191.1	315.6	367.0	57.4	773.6	1,704.7	- 0.6%
	2005	188.1	387.1	0	26.6	1,127.7	1,729.3	1.4%
	2006	191.1	436.7	0	6.8	1,197.7	1,832.3	6.0%
SESB	2006	5.1	10.6	0	19.6	40.4	75.7	16.0%
SESCO	2006	10.1	27.1	0	17.5	42.0	96.7	1.0%
合計	2006	206.3	474.4	0	43.9	1,280.1	2,004.7	6.1%
比率*2		10.3%	23.7%	0%	2.2%	63.8%	100%	

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；前年に対する増加率を示す。

*2；比率は 2006 年の発電量合計の比率を示す。

表 2.1-20 に、地域別の発電設備容量を示す。半島部では発電設備の 65%が IPP であり、TNB 自社設備は 35%となっている。マレーシアでは 1993 年に電力の供給不足になり、計画停電が起きたため、その後積極的な IPP の導入が行われた。2006 年現在では全国で IPP 企業が 26 社となっている。また、全国の最大電力に対する設備予備率は約 40%となっていて、余裕がある。

表 2.1-20　地域別の発電設備容量　　（MW）

	電力会社		IPP	設備合計	最大電力	設備予備率
半島部	TNB*1	634.6	1,197.7	1,832.3	1,299.0	41.1%
サバ州	SESB	35.3	40.4	75.7	59.4	27.4%
サラワク州	SESCO	54.7	42.0	96.7	77.3	25.1%
合計	-	724.6	1,280.1	2,004.7	(1,435.7)*2	(39.6%)

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版
備考　*1；TNB; 電力会社
*2；各地域で最大電力を示す時刻が異なるが単純に 3 地域の最大電力を合計した値。

(3)　電力需給見通し

マレーシア政府は電力需要見通しを発表していないが、日本エネルギー経済研究所が取りまとめた資料によると、図 2.1-1 の通り 2008 年の 97TWh から 2035 年の 367TWh に年率約 5%で増加するとしている。

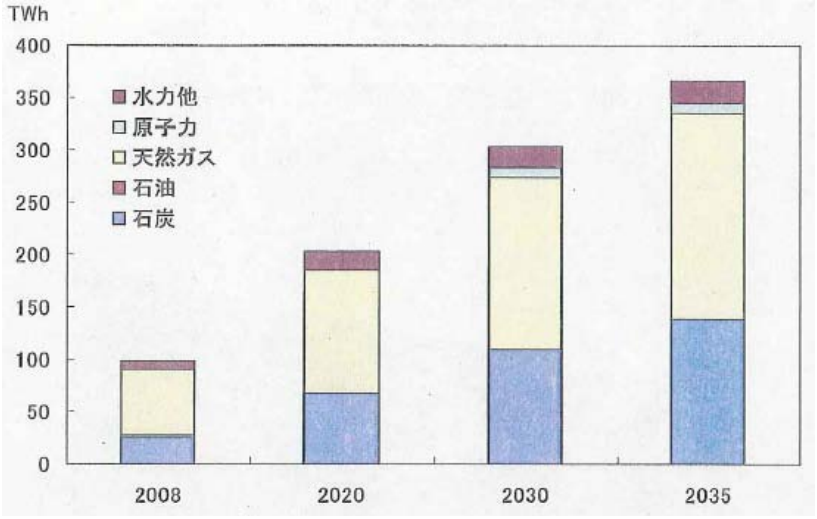


図 2.1-1　電力需要見通し
（出典）日本エネルギー経済研究所　（アジア/世界エネルギーアウトルック 2010）

電源開発について、最近発表された第 10 次マレーシア計画（MP10）2011-2015 は、発電能力の拡大と電源の多様化の重要性について明記し、水力や輸入石炭、さらには LNG の輸入を 2015 年までに実現することで供給の安定性の改善を図るとしている。また CO_2 排出削減のために、高効率石炭火力発電への投資を検討することや、原子力発電も検討することになっている。この計画に基づき、半島部においては 2 ケ所の水力発電所（合計出力 622MW）を 2015 年までに運転開始することや、サバ州ではガス火力と高効率石炭火力の合計 3 ケ所（合計出力 700MW）の発電所も同じく 2015 年までに運転開始することとなっている。

2.2　発展途上国における電力・発電事業が抱える課題と将来展望

前項ではアジアの発展途上国 5 ヶ国について、その電力事業を概括してきた。そこでも述べているが、各国はそれぞれ地勢的にまた歴史的に種々の問題を抱えている。本項は、それらの中で発展途上国が共通的に抱えている電力事業の課題について考察を加えてみる。

1)　電化による生活向上

アジアにおいてはかなり電化が進んでおり、電力は配電されない未電化地区はかなり少なくなっている。しかし、インドや中国などにおいても貧困地域の山村では、まだまだ未電化地区があると言われている。これら未電化地区の解消と併せて、電気製品の利用による生活向上も求められており、発展途上国の電力需要は経済発展の速度以上の速さで、今後急速に伸びることが見込まれる。

2)　配電系統の整備

前項の中でも報告したが、発展途上国では送配電における電力の損失がかなり多い。10%以上 20%近い国もある。送電に伴う損失は、国土の広さ、送電電圧の低さなど、国勢や技術上の点から必然的に多くなる送電ロスもあるが、もうひとつの大きな課題は盗電が多いことである。インドの街中を歩くと、電柱に群がるように盗電用の配線が繋がっているのが見られる。勿論、モラルの問題だけでは片付けられず、その根底には貧困の問題がある。しかし、送電ロスおよび盗電等による電力の損失が、電力事業の運営を大きく阻害している原因となっている事実がある。

3)　電気料金の設定

電力は水や交通とならんで国民生活のベースとなる基本インフラ設備である。このため各国政府は一般に国有企業として電力事業を運営してきている。そのため電気料金は政府により設定され、国民生活への負担を避けるため発電単価を無視した低い料金に政治的判断で決められている。このため、電力事業は経済原理に基づかない国家管理の運営にならざるを得ず、自由市場化や民活による競争原理の導入もなかなか進まない要因となっている。

4)　電力会社の民営化

発展途上国の発電事業は、各国とも国家企業として独占の状態で運営されて来ている。従って効率的な運営が出来ないとの反省が 1990 年代以降各国であり、電力事業改革が何れの国においても進められてきている。国より方法はそれぞれ異なるが、目的通りにはなかなか進んでいない。例えばインドネシアでは 2002 年に新電力法を制定し、競争市場の導入、電気事業の分割・民営化、発電と小売部門の自由化、国有電力事業会社で

ある PLN による送電・配電系統の管理、電力市場監督委員会の創設と同委員会による送配電料金の決定、電力システム管理者と電力市場管理者の設置、等が定められた。しかしながら、労働組合や人権団体から、公共財である電力セクターへの競争原理導入は憲法の精神に反するとの提訴があり、憲法裁判所は新電力法を無効とする判決を 2004 年に出した。その後、政府は新しい電力法の制定を目指した見直しを進めたが、2009 年に至って憲法裁判所の判断にそった新・新電力法がようやく国会で可決した。このように、電力改革には時間が掛かっている。

5) IPP の参入

電力事業の改革の一環として発電事業への IPP 導入が進められている。もとの国家電力会社を分割して IPP 化する場合と、民間企業が IPP として参入するケースがある。電力会社を分割する場合は、元の国家電力会社が民営化して親会社となり、IPP を子会社として運営することが多い。この場合は、経営は親会社のもとで成り立つが実質的に競争原理が働かないことになる。一方、民間企業の参入は、前述の通り電気料金の低さから事業として成り立ち難く、積極的な参入が少ない。再生可能エネルギーによる発電等、特殊な事業の場合に参入するケースが多いようである。日本の商社や電力会社も海外の IPP 事業に参入しているが、経営は非常に厳しいとの意見が多く出されている。

6) 設備の老朽化とメンテナンス

各国の発電設備は古く老朽化が進んでいることが多い。運転し発電さえ行われれば充分との考え方が多く、日常的な管理・点検・保守が十分ではないケースが多い。故障が起きても該当部分の手直しで終わり、他の同様設備への反映もなされていない。我が国では、メンテナンスについて事後保全から予防保全に移行しつつあるが、発展途上国ではそのようなメンテナンスの技術やツール、またそれに必要な人材や資金も無いのが実情である。ベトナムの火力発電所を見学したが、運転開始して 7 年とは思われないほど老朽化を感じる設備であった。日常の管理にもまだまだ改善の余地があると感じられた。

7) 発電設備の大幅な増強

電力需要の急速な増加を受けて、各国とも電源設備の拡大が急務であるが、資金難などからなかなか進まない状況にある。インドではウルトラ・メガパワー・プロジェクト、インドネシアのクラッシュ・プログラム、など巨大な石炭火力増設計画が提案され進められているが、現状においては資金調達や現地の環境対策などの問題からの計画より遅れている。我が国を含めた海外からの政策・制度面、人材育成面、資金面などについて、政府・公共機関と民間が一体となった支援が必要である。

8) 運転・保守技術

発展途上国においては、初期投資を出来るだけ低く抑える方針が取られているため、安い入札価格を提示する新興国の企業が受注することが多い。しかし、例えば中国企業の場合は、製品のハードを納入するのみで運転・保守の指導や技術面のサポート等、ソフトの供与は行わない。このため現地サイドは、納入された機器に必要な保守が出来ず、従って故障停止が多く設備稼働率も低くなる。日本企業の場合は、運転・保守等にきめ細かく対応するが、初期の建設価格が高いため受注に至らないケースが多い。機器をライフサイクルコストで評価して購入することが、今後は求められる。

第 3 章　調査対象国の選定

3.1　選定の概要

東南アジア諸国のうち我が国と経済的な連携が強く、また技術支援の実績が多い次の４か国を調査対象国の候補として選定した。

1) タイ
2) ベトナム
3) インドネシア
4) インド

上記４候補国からの絞り込みの為の選定基準としては、次の３項目ついて評価した。

1) プラント・メンテナンス改善の必要性
2) 関連情報の入手状況、及び訪問調査のインフラ
3) 調査結果のフォローアップ

3.2　プラント・メンテナンス改善の必要性

各候補国に於いて、どの程度プラント・メンテナンスを改善して発電設備の生産性向上を図るニーズがあるのかについて検討した。その為のポイントの１つとして、４か国での電力需給状況を反映する指標のとして 2000 年から 2007 年へかけての事業者の総発電設備容量の伸びを比較した結果を下記に示す。総設備容量の絶対値ではインドが他の３か国と比べ数倍から 10 倍になるが、増加率ではベトナムが他の３か国を圧倒しており、同国の経済発展に伴う旺盛な電力需要に対応するため電力設備の増強が継続されていることを示している。

表 3-1　2000-2007 年間の事業者総発電設備の増加率(%)（各年 12 月 31 日現在）

発電設備	タイ	ベトナム	インドネシア	インド
火力	66	275	8	42
水力	18	143	16	43

（出典：社団法人海外電力調査会：海外諸国の電気事情 2008 年、及び
海外電気事業統計 2010）

しかしながらそのような設備増強にも関わらず、同国における深刻な電力不足問題が報告されている。みずほ総研「みずほアジアインサイト」2006 年 9 月 28 日号では、2005 年に発生した渇水による水力発電量の低下、並びに火力発電所のトラブル停止による深刻な

長期停電問題が報告されている。事態はその後幾分改善されているようであるが、ベトナムの脆弱な発電システムは根本的には解決されず今日まで継続されている。必要に応じ、時期や地域を限定した計画停電が実施されるケースも継続しているようである。

他の３か国に関しては、経済発展に伴いベトナム同様に発電設備増強が進められてはいるが、同国のような深刻な電力不足の状況は報告されていない。以上より、プラント・メンテナンスの改善による発電設備の生産性向上に関しては、ベトナムでの必要性が最も高いと判断される。

3.3　関連情報の入手状況 及び現地訪問調査に関するインフラ整備

今回の調査のようなケースでは、調査対象国に関し日本国内においてどの程度関連情報の入手が可能か、また現地訪問調査に際し適切な現地協力機関を確保できるかが重要な評価ポイントとなる。

候補となった４か国に関しては、電力に関し各種関連データが公表されており、また日本の調査機関による調査報告書も多数発表され入手可能な状態にある。従い、関連情報の入手状況に関しては、４か国間には特段差異は無いと判断した。

しかし、現地協力機関の確保の点では、JCI にとってベトナムが最も優位であると判断した。過去４候補国全てにおいて JCI は各種技術調査等を実施した経験があり、現地の関連機関等とのコネクションを利用してきた経緯がある。ベトナムに関しては 2009 年後半から 2010 年前半の同国で実施された JICA プロジェクトに参加した際に、ハノイを拠点とするエネルギー研究所（IE : Institute of Energy）と協働する機会を得た。IE は、電力セクターを統合する組織としてベトナム政府により設立されたベトナム電力公社（EVN ; Vietnam Electricity）の管轄下にあり、現地調査の際の有力な協力機関として期待される。

3.4　調査結果報告内容のフォローアップ

本調査報告結果が、どの程度実際のプロジェクト案件形成に有効利用される可能性が見込めるかは対象国選定の重要な要素の一つである。有効利用される可能性に影響するファクターとしては、上記3.2で述べた対象国におけるプラント・メンテナンス改善の必要性以外にも、プロジェクトに対する日本国政府による資金的・技術的援助の可能性、並びに日本企業からのプロジェクトへの参加見通し等も重要なファクターと考えられる。

今回候補としてリストアップされた４か国共に、従来から日本政府機関（JICA、JETRO 等）と資金並びに技術的援助の対象国とされ、日本企業からの積極的な設備投資も継続されている。取り分けベトナムに対しては、二国間オフセット・スキームをはじめとしてGHG削減につながる各種プロジェクトの重点対象国として、積極的に案件発掘が進められる環

境が整いつつあり、結果として日本企業サイドも積極的に取り組む傾向が顕著となっている。

以上の検討結果を総合的に判断した結果、本調査対象国としてベトナムを選定した。電力需給の逼迫による停電回避の為に、同国にはプラント・メンテナンス改善による既存発電設備の生産性向上に対する根強い需要がある。また、現地訪問調査の為の有力な現地の協力機関（電力を専門とする政府系研究機関）が確保可能な見込みであり、調査結果の活用という面に於いても、同国に対しては日本国の政府機関や企業も積極的に案件発掘に取り組む傾向が顕著であり、有効利用される可能性が高いと見込まれる。

第 4 章　調査対象国（ベトナム）における既設火力発電プラントメンテナンス高度化の必要性

4.1　既設発電プラントの運用の現況

1)　現状の電力需給

本章では調査対象国であるベトナムに絞って、電力事情を説明したうえで、火力発電プラントの運用状況、本調査の目的であるメンテナンスの現況と問題点について報告する。先ずベトナムにおける電力事情の現状について、調査した結果を報告する。

ベトナムは 2007 年推定の人口が 8,737 万人で、2005 年の一次エネルギー供給量は約 5,100 万石油換算トンである。表 4.1-1 に一次エネルギーの供給量を示すが、薪炭等の非商業エネルギー（再生可能エネルギーを含む）がほぼ半分を占め、石炭が約 15%、水力が約 4%となっている。

表 4.1-1 ベトナムにおける一次エネルギー供給量

資　　源	2005 年 (石油換算 kt)	過去 10 年の 平均増加率	2005 年 構成比率
石　　炭	8,126	10.2 %	15.8 %
原　　油	465	31.0 %	0.9 %
石油製品	11,991	7.6 %	23.4 %
天然ガス	4,914	5.2 %	9.6 %
水　　力	1,845	4.4 %	3.6 %
非商業エネルギー*1	23,955	1.0 %	46.7 %
合　　計	51,296	4.0 %	100 %

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；薪炭等の非商業エネルギーで再生可能エネルギーを含む。

2006年の総電力供給は513億kWhであるが、年率で約14%の大幅な伸びを示している。以下に電力に絞って状況を報告する。

表 4.1-2 ベトナムにおける電力需給状況

年	最大電力 MW	増加率 %	供給 億 kWh	増加率 %
2002	6,470	14.2	302.64	17.7
2003	7,366	13.8	347.91	15.0
2004	8,283	12.4	396.96	14.1
2005	9,255	11.7	449.21	13.2
2006	10,187	10.1	513.50	14.3

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

(1)　電力需給

表 4.1-2 に 2006 年迄の最大電力の推移と供給電力量の推移を示しているが、最近 5 年間は最大電力および供給電力ともに 10%以上の伸び率となっている。下図は最新のデータをグラフにしたものであるが、2000 年代に入って、急速な伸びを示していることが分る。

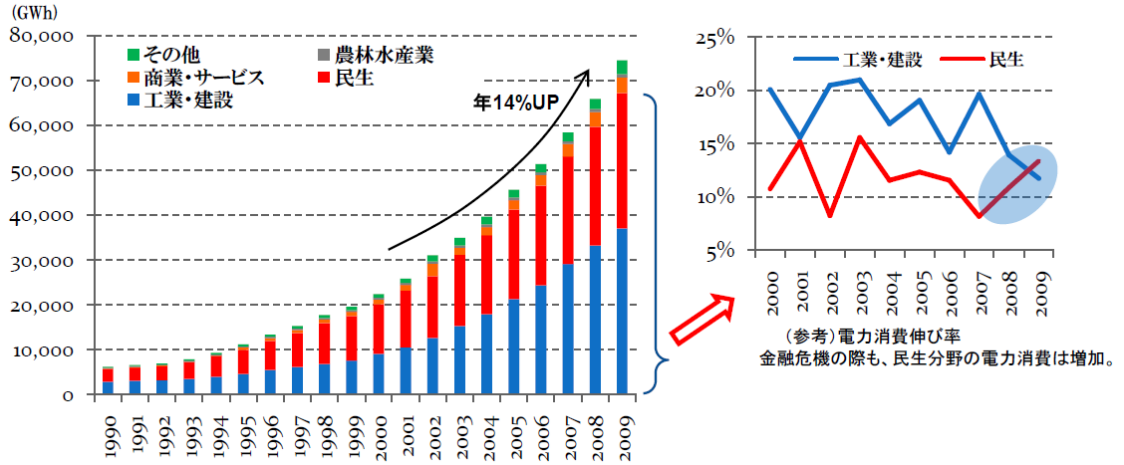


図 4.1-1 セクター毎の電力消費推移

(出典) JETRO ベトナム電力調査 2010

表 4.1-3 はエネルギー源ごとの発電量の推移を示している。エネルギー源毎に評価すると、水力は横ばい、石炭火力は 2003 年以降大幅な増加、天然ガスも大幅な増加、IPP からの購入電力も増加の傾向にある。

表 4.1-3　エネルギー別発電電力量の推移　　（百万 kWh）

年	水力	石炭	石油	天然ガス	ディーゼル	IPP(net)	合計	増加率*2
1997	11,677	3,325	1,008	2,918	214	-	19,151	-
1998	22,092	3,480	1,329	4,597	359	808	21,665	13.1%
1999	13,605	2,915	1,019	4,274	239	1,711	23,763	9.7%
2000	14,551	3,135	1,137	5,866	240	1,633	26,562	11.8%
2001	18,210	3,218	1,117	5,840	96	2,127	30,608	15.2%
2002	18,198	4,881	1,019	9,502	92	2,109	35,801	17.0%
2003	18,971	7,223	891	12,131	45	1,564	40,825	14.0%
2004	17,635	7,015	602	14,881	42	6,026	46,201	13.2%
2005	16,130	8,125	678	16,207	43	10,867	52,050	12.7%
2006	19,096	8,808	600	17,906	54	12,550	59,013	13.4%
比率*1	32.4%	14.9%	1.0%	30.3%	0.1%	21.3%	100	-

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

備考　*1；2006 年の構成比率を示す。

*2；前年度に対する増加率を示す。

表 4.1-4 は電力損失や負荷率を含む電力量等の推移を示している。前述の通り、発電電力量および販売電力量は大幅な伸びを示しており、それに伴って最大電力の需要も急激に増加して来ている。負荷率は最大電力に対する平均電力の比率を示すが 60～66%となっており、平均電力に対して最大電力（ピーク電力）が高いことが分る。また電力損失が 10%以上と高いが、徐々に減少している傾向にある。

表 4.1-4　発電電力量等の推移

年	発電電力量		販売電力量		所内率 %	電力損失 %	最大電力 MW	負荷率 %
	百万 kWh	伸び%	百万 kWh	伸び%				
1997	19,151	13.0	15,303	14.8	2.3	18.2	3,,582	60.8
1998	21,655	13.0	17,725	15.7	2.6	16.1	3,875	63.8
1999	23,763	9.7	19,592	10.5	2.3	15.3	4,329	62.6
2000	26,562	11.8	22,397	14.3	-	14.5	4,898	63.0
2001	30,608	15.2	25,843	15.4	-	14.2	5,665	61.8
2002	35,801	17.0	30,257	17.1	-	13.4	6,470	63.2
2003	40,825	14.0	34,885	15.3	-	12.2	7,366	63.4
2004	46,201	13.2	39,696	13.8	-	12.1	8,283	63.7
2005	52,050	12.7	44,921	13.2	-	11.8	9,255	64.2
2006	59,013	13.4	51,350	14.3	-	11.1	10,187	66.1

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

以上の通り電力需要が大幅に伸びており、後述するように政府は電源開発計画を立て供給体制の整備を進めているが、計画に対して建設整備が遅れている。このため、JETRO ハノイ事務所の報告書によれば、2010 年にはハノイやホーチミン等の都市部で停電が頻発しており、優先的に電力が供給されるはずの工業地域でも停電の被害がある。また夏場には 2 日間の強制停電を受けた企業もあるとのことである。電力不足の原因は最近の雨量低下の傾向もあるが、送電網の整備、発電所の建設の遅延も影響していると見られている。

(2)　発電設備

ベトナムで最大の電力会社である EVN 社の発電設備容量の推移を、表 4.1-5 に示す。EVN 社の設備構成は、水力が最大の容量で約 50%、次いでガスタービン（燃料はほぼすべてが天然ガスと推定される）が約 30%であり、石炭火力が 13%と意外に少ない。また石油火力は少なく 2%である。最近の傾向を見ると、ガスタービンが大きく伸び、石炭火力の伸びは約 8%程度である。原子力発電所はなく、水力以外の風力や地熱等の再生可能エネルギーも無い。小型の発電設備であるディーゼル発電は減少の傾向にある。

最近の状況として 2006 年以降 2010 年迄の発電設備の開発状況を表 4.1-6 と図 4.1-2 に示す。両データとも JETRO が今年（2010 年 12 月）に調査発表したものであるが、電源

表 4.1-5　EVN 社発電設備容量の推移　　（百万 kWh）

年	2002	2003	2004	2005	2006	構成比*1	伸び*2%
水力	4,187	4,155	4,155	4,155	4,583	48.7%	5.2%
石炭火力	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245	13.2%	7.6%
石油火力	198	198	198	198	198	2.1%	0%
ガスタービン	2,322	2,489	2,939	2,939	3,107	33.0%	17.2%
ディーゼル	296	288	285	285	285	3.0%	-3.6%
合計	8,248	8,375	8,822	8,822	9,418	100%	7.5

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版
備考　*1；2006 年の構成比率を示す。
*2；過去 10 年間の平均増加率を示す。

開発計画とその実行率を示している。年が経つにつれて実行率が低下して来ている。建設に伴う色々な問題点が指摘されているが、次期計画作成に対する課題が多くあると言える。

表 4.1-6　第 6 次電源開発計画と実行率

項　　目	単位	2006	2007	2008	2009	2010*1
開発承認容量	MW	861	2,096	3,271	3,393	4,960
建設容量	MW	756	1,297	2,251	1,879	2,272
実行率	%	87.8	61.9	68.8	55.4	45.8

（出典）JETRO ベトナム電力調査 2010
備考　*1；2010 年は推定値。

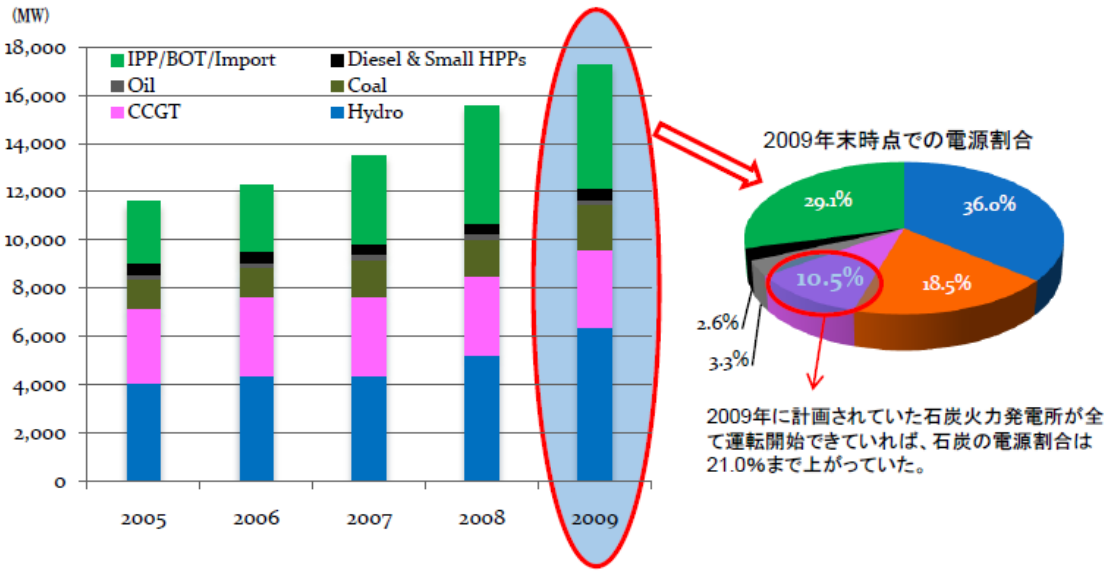


図 4.1-2 セクター毎の電力消費推移
（出典）JETRO ベトナム電力調査 2010

(3)　電力需給見通し

2007 年 7 月に、ベトナム政府は第 6 次電源開発計画（電力マスタープラン）を発表した。至近年の計画と実績は前項で示したが、2020 年までの長期計画を表 4.1-7 に示す。電力需要は 2015 年までは年率約 15%で、その後 2020 年度までは年率約 10%で増加していくと予測し、発電設備を 2015 年までには 42,341MW、2020 年までには 60,611MW までに増強する計画である。例えば 2020 年のケースで言えば、2005 年から約 50,000MW を少なくとも建設する必要であり、年平均では 3,300MW の建設となり、500MW 基を年 7 基建設する必要がある。

表 4.1-7　第 6 次電力開発計画における設備計画

年		単位	2005 年	2010 年	2015 年	2020 年
需要予測	販売電力量	GWh	45,600	97,100	165,000	257,300
	発電電力量	GWh	53,500	113,000	190,000	294,000
	最大電力	MW	9,255	19,117	31,495	47,607
発電設備計画	発電容量	MW	11,340	25,879	42,341	60,611

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

図 4.1-3 には 2025 年までの電源開発計画を図示している。設備増強の主要な部分は石炭火力が占めている。

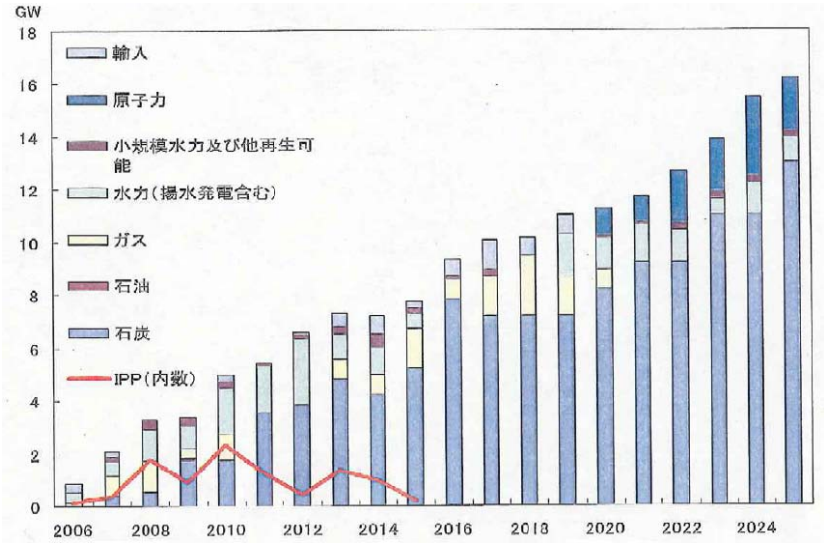


図 4.1-3　電源開発計画

（出典）ベトナム政府（日本経済研究所 2010 年度報告書）

(4) 電力の課題

①電力供給設備の増強

他のアジア諸国と同様に電力需要の伸びが大きく、発電設備の建設が急務の課題となっている。開発計画と最近の建設状況を前述したが、計画通りには進んでいない。また政府は原子力発電所建設の検討にはいっているが、導入に向けた各種準備が必要で時間がかかっている。

ベトナムは南北に細長い国土であり、北部と南部に大都市が偏在している。このため発電所の偏在や送電系統の安定運転の難しさがある。地域別の電力消費は、南部の方が人口が多く北部に比べて 10 数%も高い電力消費となっている。この傾向は今後も続くと見られている。新規の発電所開発は南北同じ程度の計画となっており、送電網の整備がますます重要となっている。不足する電力供給の短期間の対策として、ベトナムでは従来ほとんど建設がなかった風力や太陽光なども注目されているが、建設コストの高さが電力買取料金と見合わないため、具体的な大規模建設計画は未だ無い。

②電力料金制度

EVN の小売電力料金は全国統一であるが、用途別、供給電圧別、使用量別に細かく規定され複雑な体系となっている。2005 年における EVN の平均料金は 787 ドン/kWh（約 5cent/kWh）であり低い。政府は電源開発に IPP を活用しようとしているが、投資家にとっては電力料金の低さから電力事業への参画は魅力が薄い。このため政府は最近電力小売り政策を見直し、5%以内の値上げであれば首相の承認なしに出来るように改正している。

③電力市場の自由化

ベトナムでは 1980 年代から市場経済化政策を取り、その一環として 1990 年代には電力部門への競争原理の導入や、EVN の民営化・分割が検討されて来た。2004 年に至り電力法が作成され、発電・配電部門への新規参入が自由化された。既に発電・配電の子会社については株式会社化され、電力料金についても卸売市場、小売市場の順に自由化される予定となっている。

④IPP 化

電力市場の自由化にともなって IPP 事業も 2000 年代に入り急増している。EVN の独占体制から競争原理を入れた電力市場の構築を目指している。IPP 発電量は 2002 年の約 600MW から 2010 年には 10 倍以上の約 8,000MW へと拡大している。ベトナム政府の強力支援が行われてきたことも原因の一つであるが、最近になって政府は IPP 事業に対する関与を減らすとの情報も流れており、図 4.1-3 にもある通り今後の見通しははっきりしていない。

4.2　既設発電プラントのメンテナンスの現況と問題点

1）電力事業体制

電力事業の EVN 社（ベトナム電力公社）の組織を図 4.2-1 に示す。現在 EVN は持株会社となっており、いくつかの子会社を保有し管理するとともに、電源開発計画の作成や電気料金の改定案作成などを行っている。子会社は EVN が 100%保有する直轄企業と、合弁

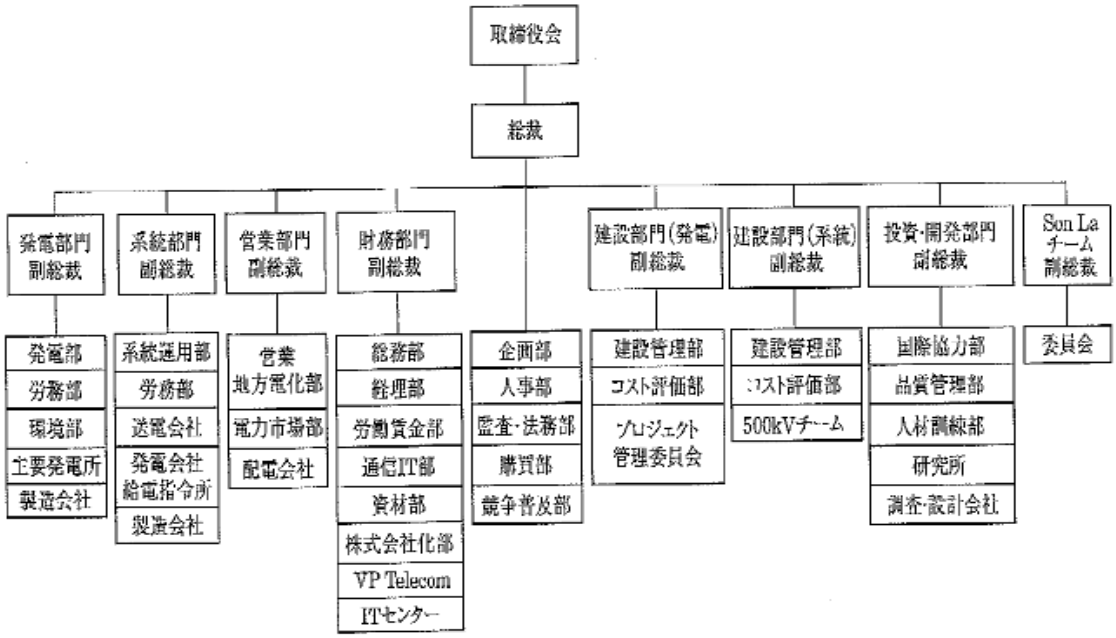


図 4.2-1　EVN 社組織図

（出典）海外電力調査会編「海外諸国の電気事業」2008 年度版

形式の独立採算企業に分けられている。発電会社は 16 社また送電会社は 4 社あり直轄企業となり、配電会社は 9 社あり独立採算企業となっている。その他、EVN の直轄会社には、中央給電指令所、エネルギー研究所（IE）等がある。また独立採算企業としては、電力設備調査設計会社、電力機器製造会社等がある。

メンテナンス部門については、発電会社が 2005 年に分社化された際には発電会社の一部門となったが、2007 年に発電会社から独立し電力サービス株式会社とすることになった。今回の調査で訪問した Pha Lai 発電所においても、2007 年 7 月に同部門を切り離し、北部地区の発電所の修理メンテナンスを担当する北部電力サービス株式会社が設立された。同社の社員は独立時に 705 名で、社員のほとんどは Pha Lai 発電所から移籍している。

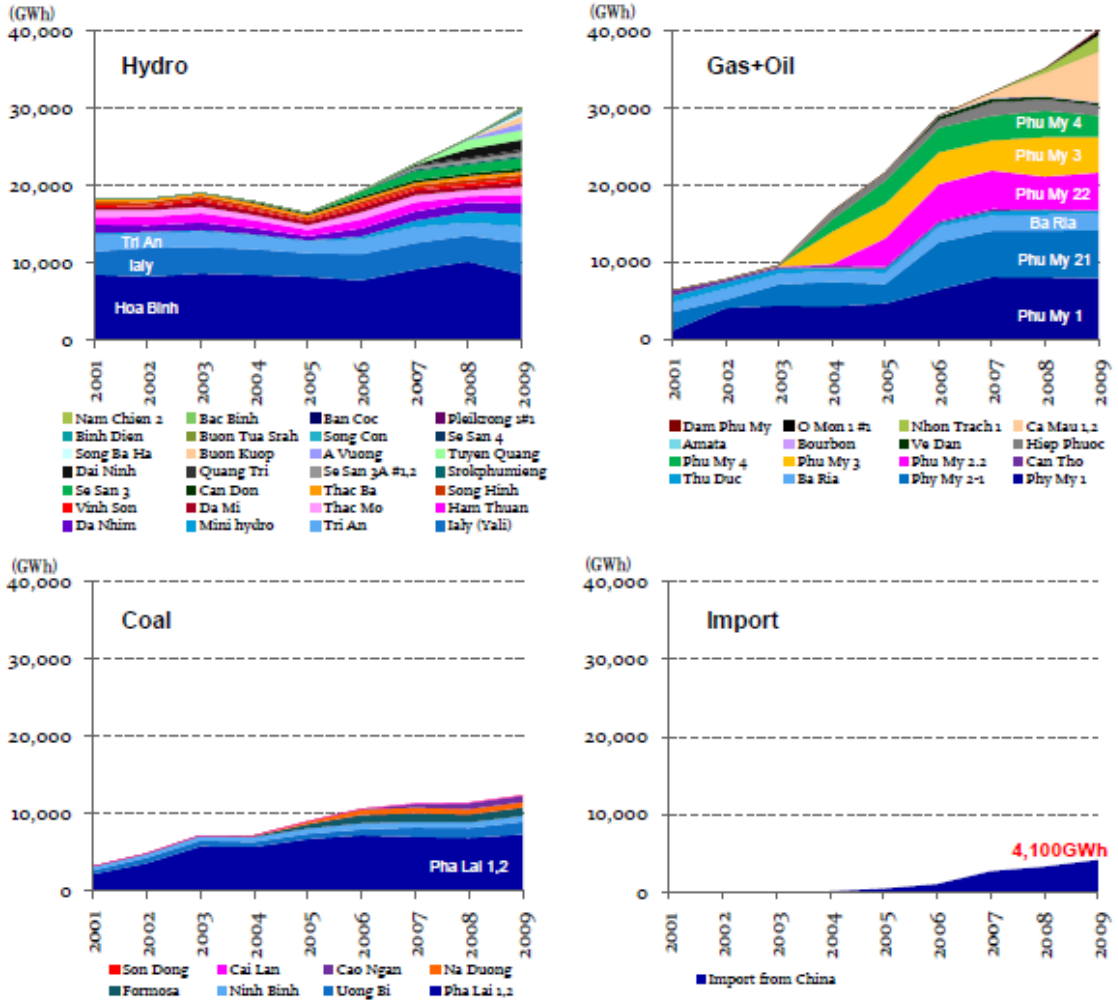
2）主要発電所の稼働状況

図 4.2-2 にエネルギー源別の発電所の稼働状況を示す。

水力発電所は 2005~2006 年に発電量が低下している。特に 2006 年はハノイのある北部の雨量が少なく、同国最大の水力発電所である Hoa Binh 発電所（1,920MW）の発電量が

大幅に低下した。このように水力発電所は天候による影響を強く受けざるを得ない。

火力発電所については、Pha Lai 発電所の発電量が主力となっている。Pha Lai 発電所の容量は、Pha Lai I が 440MW、Pha Lai II が 600MW、合計で 1,040MW であり、ベトナム最大の石炭火力である。他の発電所は 39～405MW と小さい。



左上図 ； 主要水力発電所の発電量　　右上図 ； 主要ガス･石油火力電所の発電量

左下図 ； 主要石炭火力発電所の発電量　　右下図 ； 中国からの電力輸入量

図 4.2-2　エネルギー源別の発電所の稼働状況

（出典）JETRO ベトナム電力調査 2010

また図 4.2-3 に計画メンテナンス停止および突発的な事故停止を含む発電所停止によるロスを示す。左側は 2005 年～2008 年の発電所停止によるロス電力量と全発電量に示す割合である。年により大きく差があるが、合計で 100～600GWh であるが、全発電量に対する年平均の割合は 1.2%以下であり、軽微であると言える。しかしながら月別で見れば多い

時で300GWhなり5%近くのロス率となることがある。2008年の場合は7月に起きており、夏場の電力需要の高い時期であることを考慮すれば、その影響は甚大であったことが推定される。また内訳によると、水力よりも石炭火力や石油･ガス火力の事故発生回数が多く、停止の影響も大きい。

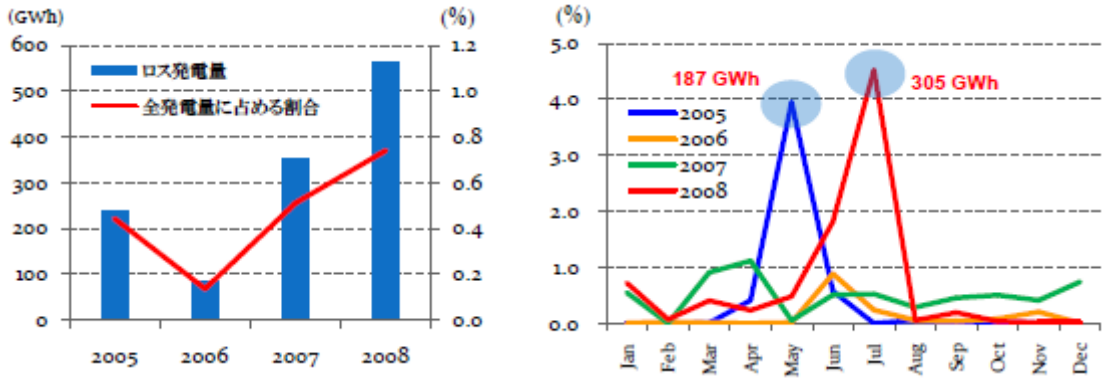


図 4.2-3　発電所停止によるロス

（出典）JETRO ベトナム電力調査 2010

票 4.2-1 にベトナム電力事業の電力損失率を示す。電力損失率は、送配電系統の電力損失と売電による入金のない電力も含まれている。徐々に低下しているものの、未だ 10%以上となっている。ベトナムの場合は南北に長いため送電系統が長いことも一因と考えられる。ちなみに日本の電力損失率は約 5%、タイの電力損失率は約 6%となっている。

表 4.2-1　　電力事業　電力損失率

年	電力損失率（%）
1997	18.1
1998	16.1
1999	15.3
2000	14.5
2001	14.2
2002	13.4

年	電力損失率（%）
2003	12.2
2004	12.1
2005	11.8
2006	11.1
2007	10.6

（出典）海外電力調査会編「海外電気事業統計」2010 年度版

4.3　既設石炭火力発電プラントの運用状況と課題

4.3.1　石炭火力発電設備

表 4.3-1 は火力発電所の一覧を示している。所在地は石炭の産地である北部地域に集中している。

表 4.3-1　火力発電所リスト

発電所	設備容量合計（MW）
Ninh Binh	100
PhaLai 1	440
PhaLai 2	600
Na Duong*	100
Uong Bi	410
Cam Pha 1	300
Cao Ngan*	100
Hai Phong	300
Quang Ninh	600
合計	2,950

（出典：海外電力調査会　海外諸国の電気事業 2008 年）

*：Independent Power Producer（IPP）

4.3.2　石炭火力運用実績

1)　発電実績

表 4.3-2 は 2000 年から 2006 年までの間の火力発電所による総発電量の変遷を示す。図から明らかなように、同期間内で総発電量は 2.8 倍へと大幅に増加している。

下記表 4.3-2 の出典によれば、2006 年の電源構成は、水力 49%、石炭火力 13%、石油火力 2%、CC を含むガスタービン 33%、ディーゼル 3%と報告されている。しかしながら、石炭火力は、水力発電の雨季の渇水、あるいは乾季の発電量低下を補完する役割を担っている。

表 4.3-2　火力発電所発電量

年	発電量(百万 kWh)
2000	3,135
2001	3,218
2002	4,881
2003	7,223
2004	7,015
2005	8,125
2006	8,808

（出典：海外電力調査会　海外諸国の電気事業 2008 年）

2)　燃料石炭

ベトナムは石炭資源に富んだ国であり、火力発電用燃料となる石炭は今までのところほぼ国内炭でまかなわれてきている。海外電力調査会による海外諸国の電気事業2008年によれば、2006年末現在の石炭の埋蔵量推定量は1.5億トンに対し、同年の年間生産量は1,160万トンとなっている。大部分は無煙炭であるが、高品質(発熱量7,200~8,500kcal/kg)の物は原料炭として輸出され、低品質(発熱量3,500～5,500kcal/kg)の物は、国内で主に発電燃料やセメント製造用として利用されている。

図4.3-1は、現行の石炭火力開発スピードが継続する場合には、2013年以降国内炭だけでは不足することを示しており、発電用石炭の輸入も検討されている。

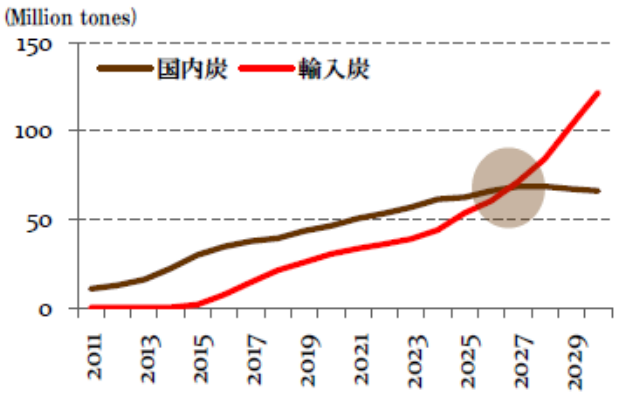


図4.3-1　火力発電向け石炭開発計画

（出典：JETRO ベトナム電力調査 2010）

火力発電所のトラブルの要因の一つとして、揮発性有機物の成分が低い国内炭の品質を指摘するむきもあり、輸入炭への切り替えに期待するコメントも聞かれた。

4.3.3　石炭火力の開発計画

北部地域では、ベース負荷に対応するために数多くの石炭火力発電所の開発計画が策定されている。また南部地域では輸入炭を用いる開発計画が進められている。

JETRO ベトナム事務所の調査による石炭火力計画のデータを集計した結果を下記の表で示す。表から明らかなように、2014 年以降運開予定の設備容量総計は 4,000MW 以上へと大幅に増加するとともに、同時に 1 案件当たりの平均値も 300MW 程度から 600MW へと増大しており、発電所建設計画の大型化の進行を示している。

また前掲の図 4.1-3 に示されるように、電源開発計画による設備増強の大部分は石炭火力が占めている。

表 4.3-2 石炭火力開発計画

運開予定年	案件数 (発電所数)	発電設備容量 (MW)
2011	3	900
2012	5	1,000
2013	3	1,110
2014	7	4,550
2015	5	4,000
合計	50	11,560

（出典：JETRO ベトナム電力調査 2010）

4.3.4　既設石炭火力発電プラントの課題

発電所のトラブルによる長期停電の頻発の回避等の為の早急な改善対策が望まれるが、その為には既存発電所の稼働率向上のみでなく、電力需要に見合った発電設備の増強が根本的な解決策となる。前掲の表4.1-4に示されるように、近年第6次電源開発計画の実行率の低下傾向が顕著になってきているのが懸念されるところである。

既存火力発電所の稼働率向上の為のメンテナンスの改善策については、次章 4.4 既設石炭火力発電プラントのメンテナンス上の課題にて検討している。

4.4　既設石炭火力発電プラントのメンテナンス上の課題

4.4.1　火力発電所のメンテナンスシステムの現状

ベトナムの火力発電所では、従来所内に所属するメンテナンス部門により日常のメンテ

ナンス並びに定期メンテナンスが実施されてきた。

しかしながら、ベトナムに於ける最初の試みとして、2007年7月に北部地区の火力発電所を担当範囲とするメンテンスサービス専業会社としてNorthern Region Power Service Company（略称NPS）が設立され、本部部門はPha Lai火力発電所に隣接して設置された。将来北部地区の火力発電所のメンテナンス作業を専業会社のNPSへ100%委託することにより、作業の集中化や効率化によりメンテナンスコストを削減するのが目的である。

NPSの担当範囲は、火力発電所の日常的なメンテナンスのみならず、定期メンテンス及びオーバーホールまで含まれている。但し、オーバーホールに関して、一定の金額以上の費用が見込まれる場合は、国の規定により入札の実施が義務づけされており、NPSを含む国内企業のみならず外国企業の参加も可能とのことである。このことは、火力発電所のメンテナンスを長期的な視点でとらえた場合、無視できない課題を含んでいることが推定された（後述)。

メンテナンス担当人員に関しては、当初Pha Laiのメンテンス部門担当者を切り離す形で人員を確保しNPSは発足した。その後北部地区の他の火力発電所へも業務提供を拡大してきた結果、2010年末では700人を超えるメンテナンス人員を擁するに至っている。NPSへメンテナンス作業を全面的に委託した火力発電所では、メンテナンス部門が完全に切り離されオペレーション部門のみが残されている。

ENVやPha Lai火力発電所からの聴取結果からは、ベトナムではNPSによるメンテナンス作業の外部委託化はある程度成功していると判断されているようである。従い、今後はNPSの更なる業務拡大（担当火力発電所の拡大）のみならず、将来南部地区に於いてもNPSと同様の火力発電所メンテナンス専業会社を発足させる計画が進められる模様である。

4.4.2　メンテナンスの実際

今回訪問調査した北部地区の主力発電所である Pha Lai 火力発電所を例として以下に述べる。

1)　定期メンテナンスのカテゴリー

次の３種類に分類される

①　３か月毎の短期メンテナンス（法律により規定）

②　２年ごとのセミ・オーバーホール

③　４年ごとのオーバーホール

2)　実施状況

①　３か月毎の短期メンテナンス

Pha La I では経年劣化の進行もあり 3 カ月毎に 7 日間短期メンテナンスが実施されてきているが、Pha Lai II では Pha Lai I より新しいからという理由で 5-6 か月ごとに間引かれている。

②、③　セミ・オーバーホール及びオーバーホールオーバーホール

電力に需給状況に応じ、実施時期は変更（延期）されてきている。事実 Pha Lai 発電所によれば、Pha LaiⅡのオーバーホールを 2010 年末に実施予定しているが、当初の予定よりは１年遅れているとのことであった。

3) 主要トラブル原因

Pha Lai 火力発電所の情報によれば、主要なトラブルの原因は、①ボイラーのエアヒーター、及び②脱硫設備の２箇所とのことである。

4.4.3　メンテナンス上の課題

今回の調査では、IE、EVN、Pha Lai火力発電所並びにNPSの各社を訪問し、現在の火力発電所のメンテナンス作業に関する事情を聴取した。その結果、現在のメンテナンス業務の改善の為の施策として、次の7項目を抽出した。

1)　メンテナンスの中長期的実施計画の策定並びに確実な実施
2)　メンテナンス情報システムの導入
3)　メンテナンスの責任・役割分担の明確化
4)　大規模改修工事促進の為のスキーム策定
5)　メンテナンス担当会社の特定
6)　主要機器納入メーカー数の制限
7)　メンテナンスエンジニアの育成（スキルアップ）

1) メンテナンスの中長期実施計画の策定並びに確実な実施

旧式火力発電所の将来の稼働停止等をも視野に入れた、全火力発電所を対象とした中長期メンテナンス実施計画の策定並びのその確実な実施が必要である。電力セクターの自由化により発電所の所有形態が個々の発電所毎に分割されて結果、メンテナンスに関しては個々の発電所毎に電力供給先の電力会社との個別協議で計画されており、全発電所を対象とする計画は策定されてきていない。

独立採算が基本となった発電所では、電力不足に対応すべく電力会社の要請に応じる形で、十分なメンテナンス期間を確保できない状態での連続稼働を余儀なくされ、結果としてトラブルの多発により稼働停止に追い込まれ、その結果がさらに電力不足を招くという悪循環が繰り返されている。

2) メンテナンス情報システムの導入

今後火力発電所の高い稼働率での安定操業の実現の為には、レベルの高いメンテナンス

情報システムの導入が必要不可欠である。最近の新鋭火力発電所へは同システムの導入が進められてきているが、既存の発電所への導入は今までのところ進められてはいない。

20年以上以前に設置されたPha Lai I 等の旧式の火力発電所では、主に運転管理に必要な最小限の情報システムのみ設置されている例が殆どであり、メンテナンスに利用できる情報の収集は極めて限られている。また、10年以前に設置されたPha LaiⅡ等の発電所では、情報システムが装備されている例が多くなっているが、主としてオペレーションの自動化と一部の運転データの自動記録に止まっており、メンテナンスに役立てるには不十分である。

一部機器の故障が全発電システムのトラブル停止につながる火力発電所に於いて、常に高い操業度を保つためには、①トラブル前兆の検出、②トラブル発生時の早期検出が必須となる。従い、発電所ごとの長期稼働計画に基づき、費用対効果を考慮した上で適切な仕様の情報システムの導入を進めて、トラブルの早期発見による稼働率向上を進めるべきである。

3) メンテナンスの責任・役割分担の明確化

電力セクターの自由化並びに民営化がベトナムの国策として強力に進められた結果、発電所の所有、オペレーション及びメンテナンスが分離され各々別会社となり、メンテナンス業務全体を管理・統括する責任の所在があやふやになるになる傾向が強まっている。今回訪問したPha Lai火力発電所の場合は、EVNが大株主となり、民間資本も加わった株式企業による所有される独立採算企業の形態を取っている。また前述のごとく、メンテナンス業務を発電所から切り離し専業会社へ委託する合理化策が進められている。他の発電所に於いても同様に、オペレーションとメンテナンスの業務の切り離し策が進行する傾向にある。

以上の結果として、発電所のメンテナンス業務の最終的な責任の所在が、所有会社、発電所とメンテナンス会社の間であやふやになる傾向が出てきていることが、今回の調査で確認された。EVN、Pha Lai発電所及びNPSの3社を訪問してメンテナンス体制に関する事情聴取をしたが、それぞれが所有、オペレーション、及び委託範囲内のメンテナンスの各カテゴリーの責任範囲の枠にこだわる傾向がみられた。実際に日本国内で実績のある新しいメンテナンス情報システムを紹介し具体的な検討を勧めたところ、３社とも検討についての賛意を示したにもかかわらず、当初は３社とも自社が主体的に検討を進めることを躊躇する姿勢が見られた。何れもメンテナンスに係る重要な業務の責任や役割分担が不明確なことが起因しており、早急な改善が望まれる。

4) 大規模改修工事実施促進の為のスキーム策定

大規模な改修工事（リハビリテーション）実施促進の為のスキームの策定が必須と判断される。以前より旧式発電所の大規模改修の必要性が指摘され、関係者間では十分認識さ

れているにかかわらず、実施に至らず今日に至っている。Pha Lai 発電所との面談に於いても、関係者からは必要性の認識は示されていたが、工事による長期間の稼働停止が現在の電力需給関係の面から困難なことや、資金的な制約により実施されずにいる。

高額な費用と長期運転停止による大幅な収入減を伴う大規模改修工事を、独立採算を基本とする単一の火力発電所の責任の下で実施することはリスクが大き過ぎ、現実的な計画とは言えない。従い、実施の促進に向けての環境整備として、資金的な援助を含む新しいスキームを策定し、ベトナム全体の長期補修計画に沿い、順次対象発電所での改修作業が円滑に進められるようにする必要がある。

5）メンテナンス担当会社の特定

火力発電所のオーバーホールや大規模改修工事は、原則としてメンテナンス業務を委託している会社に特定すべきと考える。ベトナムでは、法律により一定以上の高額なオーバーホール作業や大規模改修工事に関しては、国内及び海外メーカーによる入札によりベンダーが決定されている。NPSも１メーカーとして入札に参加せざるを得ないとのことである。オーバーホール、あるいは大規模改修工事のみは入札によりメンテナンス会社以外の会社（メーカー）が参入する可能性を認める現行の方式は、短期的なコスト削減には寄与することは可能となるが、長期的な観点からはオペレーションの綜合的な効率の向上、すなわちコスト削減にはつながらないと考えられる。メンテナンス専業会社が下請けとして参加する場合に於いても、その後の長期的なメンテナンス業務を考慮した場合、綜合的には決してプラスにならないと考えられる。

6） 主要機器納入メーカー数の制限

新設発電所設備へ向けての主要機器納入機器メーカーの数を絞り込むべきである。今まで発電所新設計画毎に入札が繰り返されてきた結果、現在数多くのヨーロッパやアジア等の外国メーカー製の機器がベトナム全土に分散設置されて今日に至っており、今後もこの傾向が継続するものと予測されている。（出典：JETRO 発電所案件のEPC、コントラクターの動向 2010）。このことは、既に多くの旧式の発電設備（旧共産圏メーカー製を含む）を抱えるベトナムにとって、将来さらに多種多様な発電設備を長期間メンテナンスする負担を強いられることを示している。

メンテナンスの効率化、ひいては火力発電所の稼働効率向上の為には、今後次の対策の検討が望まれる：

① 一定の設備容量毎に標準仕様を設定する。第６次電源開発計画によれば、１石炭火力発電所あたりの設備仕様は、殆どの例で600MWの倍数になるよう計画されている。

② 有力候補メーカーを審査し、入札の参加資格を有するメーカーを少数に特定する。この場合、審査項目として将来のメンテナンスコスト等をも考慮したライフサイクルコストも評価ポイントとして重視する。

③ 将来の国内メーカー育成対策の検討。場合によっては、上記メーカーとの連携の可能性も視野に入れる。　機器の国産化により、大幅なメンテナンス負荷の軽減が期待される。

7) メンテナンスエンジニアのスキルアップ策

メンテナンスの総合的な管理業務を担当するエンジニアに対して、火力発電所でのオペレーションや総合的な運営管理業務を経験させる仕組みを策定すべきである。同エンジニアのスキルアップには、メンテナンス専業会社での実務経験の蓄積だけでは不十分であり、火力発電所でのオペレーションや運営管理業務等をも含む幅広い分野での経験を経ることが重要である。

また、メンテナンス会社は、逆に発電所に所属するエンジニアに対して、メンテナンス業務を経験できる機会を提供すべきである。このような試みが継続して実行されるようになれば、両社のエンジニアの総合的なスキルアップに寄与するだけでなく、両社間のコミュニケーションの円滑化へも寄与することが期待できる。

ENVもメンテナンスエンジニアの重要性、ひいては発電所の稼働率維持・向上への貢献度を認識しており、また育成にもオペレーションエンジニアより期間を要することを認識している。稼働率の維持・向上への貢献度は、オペレーション及びメンテナンス共に50%程度と想定しており、また、一定レベルのスキルの習得に要する期間として、オペレーターの場合には３年以内で可能となるが、メンテナンスの場合には３年以上を要すると想定している。

現在のメンテナンスとオペレーションの分業体制が継続して年数を経た場合には、各々オペレーションのみ、あるいはメンテナンスのみの経験しか有しないエンジニアが増加することになり、将来発電所の操業管理業務の円滑な進行に支障をきたす可能性が高くなることが懸念される。

第 5 章　日本国内のプラントメンテナンス技術の現状

5.1　国内電力会社のプラントメンテナンスシステムの調査

5.1.1.　火力発電設備のメンテナンス方法

1)　メンテナンス方式の分類

一般的にはメンテナンス方式は

- 予防保全（PM：Preventive Maintenance）
- 事後保全（BM：Breakdown Maintenance）

の二つに分類される。

予防保全には、稼働時間を根拠としてメンテナンスを行う時間計画メンテナンス（TBM ; Time Based Maintenance）と、設備診断を実施しその設備状態の結果からメンテナンスを行う状態監視メンテナンス（CBM ; Condition Based Maintenance）がある。これらは対象とする設備の重要性、劣化状況、トラブル発生可能性とその影響度、メンテナンス対策費用などを考慮し、適切な方法を選んで計画していくものと考えられている。

事後保全は、文字通り実際に設備の故障、不具合が生じた際にその状況や発生した故障／不具合を分析し、その分析結果に応じて適切な処置を施すものである。

これら二つの方式によるメンテナンスを必要に応じて使い分けながら、設備のメンテナンスを行っているのが現実の姿である。

2)　火力発電設備における予防保全

予防保全を行う第一の目的は設備の安全を確保すると同時に、計画外停止の防止により電力の安定供給とコスト低減を図ることである。国内の電力会社の設備は設計、製作技術、材料など信頼性の高いものを採用するとともに、設備をメンテナンスする技術も向上した結果、粛々とした計画的なメンテナンスを行えるようになっている。

よく知られた火力発電設備における予防保全技術の体系は次の通りである：

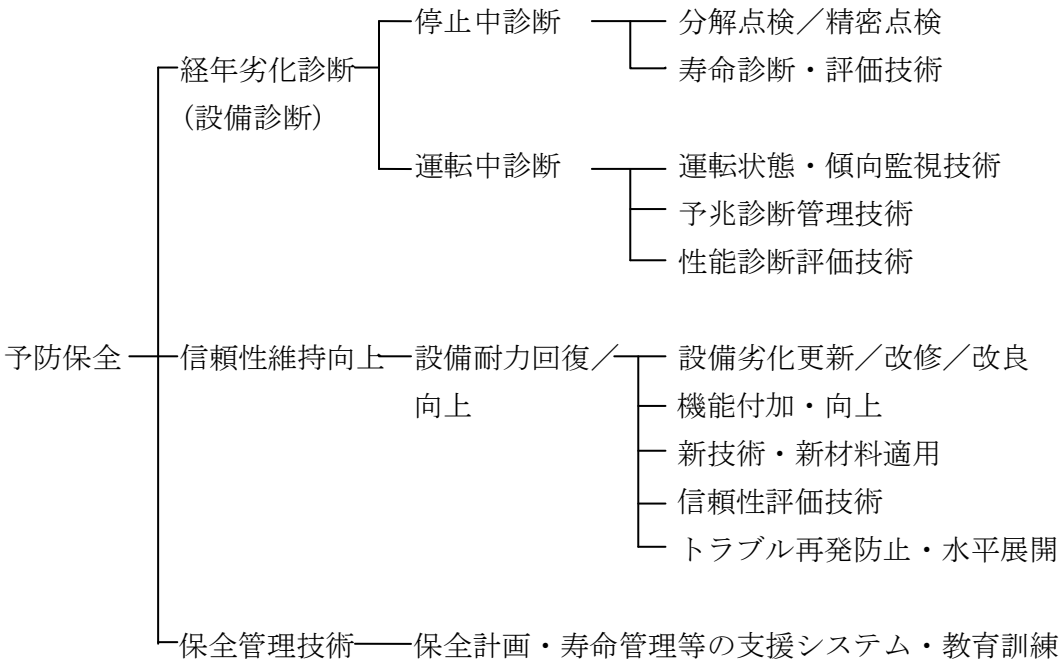


図 5.1-1　予防保全技術体系
（出典：火力原子力発電 2000 年 4 月号 p.95 より）

上記予防保全の体系において、経年劣化診断では運転中、停止中の機器の異常監視、あるいは検査などにより診断する。この中で寿命の診断・評価技術は設備状態の劣化等の経年変化を検出する技術である。信頼性維持向上は劣化設備に対する改修・更新等による耐力・維持向上を行う。保全管理技術は以上述べた技術の支援機能である。

本調査研究では、上記体系の中で経年劣化診断に注目している。すなわち、停止中診断と運転中診断である。

3)　運転中診断技術

運転中診断は、上述のごとく次の三つの診断技術に分類できる。

- 運転状態・傾向監視技術
- 予兆診断管理技術
- 性能診断評価技術

これらの技術は現実問題として効果的な診断は難しい面もあるが、オンラインの診断の経験を積み重ねながら、機能向上を目指していくことができると考える。

また、一方でオフラインの診断のオンライン化の研究を積み重ねていくことも重要なステップと考えている。

すなわち、従来のオフライン的な診断の手順を実機に組み込み、オンラインで可能な診断はオンライン化をはかる努力である。

たとえば、ボイラ設備の余寿命診断には有限要素法により、各運転状態における応力解析を行い、疲労強度やクリープ強度のデータを用いてそれぞれの損傷を個々に求め、寿命消費量を計算する解析法があるが、有限要素モデルの構築や診断手順のプログラムの組み込みでオンライン化が可能となる。(川崎重工殿の事例－火力原子力発電 2000 年 6 月号 発電設備の予防保全と余寿命診断より)

5.2 国内電力会社のプラントメンテナンスシステムの期待と現状

国内電力会社のプラントメンテナンスの技術は着実に進歩しつつあると考えられる。稼働率維持の観点から短期間での補修や機器の取り換え工事を行う技術に対する厳しい要求をクリアしつつ、確実な進展がみられている。

予防保全に関しては、丹に部品や機器を既設のそれと同じものに交換したり、同じ状態に補修して機能の原状回復を図るだけで満足するのではなく、既設品より性能や機能の高い部品と交換するなどしてより高い信頼性を確保したり効率を改善するなどの改善がなされている。日本の進んだメンテナンス技術は、そのプラントの稼働率の高さが裏付けている。

5.3 国際貢献としての国内メンテナンス技術の発展途上国への導入検討

日本の進んだメンテナンス技術の発展途上国への移転を進め、より効率的でコストのかからないメンテナンスの実現での国際貢献を実現することが本調査研究の大きな意義と考えている。

東南アジアの発展途上国は年率 10%の成長を続けているが、その際にもっとも重要なインフラが電力供給インフラである。

電力需要を満たすべく、新設の発電プラントのラッシュがみられている。一方で、既設の発電プラントも重要な電源であるにもかかわらず、その稼働率の維持、向上にはあまり目が向けられていない。本調査研究では日本の進んだメンテナンス技術を発展途上国へ移転し、単に新設発電プラントに頼るだけではなく、より大きな初期コストのかからない既設のプラントの稼働率向上対策に目を向け、その実現のためにメンテナンス技術の発展途上国への導入を具体的に推進するために何が必要かを研究する。

発展途上国として東南アジア諸国がまずターゲットであるが、今回ベトナムを選び、具体的な調査と研究を実施する。

第 6 章　調査対象国（ベトナム）へのプラントメンテナンス技術導入の具体化

6.1　ベトナムにおけるメンテナンスニーズの大きい分野の把握と優先度

ベトナムの北部地域では、海外電力調査会の調査によれば、石炭火力として 2010 年までに Son Dong (220MW)、Mao Khe (220MW)、 Cam Pha I&II (600MW)、 Uong Bi 増設 (300MW)、 Nin Binh 増設 (600MW)、 Vung Ang I (1,200MW)の建設が計画されていた。更に、2010 年以降では Quang Ninh II (600MW)、 Nghi Son I&II (1,800MW)、Mong Duong I&II (2,200MW)、 Vung Ang II (1,200MW)などの運転開始が予定されている。

南部地域でも、輸入炭による多くの石炭火力の開発が予定されているが、こうした火力発電プラントの建設ラッシュの背景には高い経済成長に伴う電力需要への対応がある。一方、既設石炭火力による電力の安定供給が期待されていることは言うまでもないが、新設火力への投資を優先しているがために、既設火力への投資には大きな制約があり、改善が後回しとなっているため非効率な運用を強いられている状況が見られる。

資料は若干古いが､2006 年発行のみずほアジアインサイトによれば､そうした状況下で、2006 年時点で、ハノイを中心にベトナム北部地域では、計画停電が頻繁に行われており、また、発電所での故障・障害が慢性的に起きている、とレポートされている。ベトナム政府にとって、当時これらへの対応が喫緊の課題となっていたが、具体的に 2005～6 年の電力不足状況が、以下のように報告されていた：

「05 年における電力不足問題の直接の原因は、降雨量が少なかったことであった。ベトナムは基本的に水資源が豊かな国であり、電力についても特に中部と北部では水力の依存が強い。降雨量が通常であれば、水力発電によって低コストの電力を確保できるが、渇水時への備えが脆弱であることが浮き彫りになった。

ベトナム電力公社（以下、EVN）は 05 年 1～3 月期に 2,340 億ドン（1,490 万ドル）の赤字を記録したが、その理由について同社は「干ばつで低コストの水力発電量が減少した」ことを挙げており、この頃から渇水が深刻な問題となっていた状況が分かる。この年、水力発電不足を受けて火力発電所がフル稼働を続けたことが原因で、一部の火力で故障が発生し、それがまた電力不足に輪をかけた。」

「06 年も電力不足が深刻となった。その主因は、Pha Lai、フーミーの２か所の発電所の故障であるとされる。主として影響を受けたのは北部で､15 省で計画停電が実施された。

ただし、故障した発電所のうちフーミーは南部にあり、停電被害は南部でも発生したと報じられた。」

2006 年の電力不足関連の報道が次のようになされている：

3 月 13 日　フーミー火力発電所で燃料供給障害発生

3 月 20 日　Pha Lai 火力発電所で故障により一部稼働遅延

この結果、他発電所はフル稼働となり、ホアビンダムの水位低下

6 月 12 日　Pha Lai 火力で再び一部故障
6 月 14 日　フーミー火力が故障で稼働停止、午前、午後のピーク時計画停電実施
フーミー火力で年初来 14 回も故障していたとの報道
ホアビン水力発電所は水位低下で制限運転との報道
7 月 10 日　フーミー火力発電所が再び稼働停止、フーミー３も修理のため稼働停止

以上は、2006 年のみずほアジアインサイトからの引用であるが、既設発電所の不具合による稼働停止、その結果として生じる不安定な電力供給の問題への対策は十分とは言えない状況にあることが分かる。

今回の調査研究では、ベトナム北部地域の主要発電所の一つである Pha Lai 発電所に絞って詳細な調査を行った。

以下に詳細の調査結果を記述する：

1)　Pha Lai 発電所の稼働状況

(1)　Pha Lai 発電所は、Pha Lai 火力発電株式会社が運営している。当初 EVN の所有であったが政府方針に基づいて 2006 年に民営化されており、現在の EVN の持ち株は 30%程度とのことである。

1980 年にハイユーン省に発電所を建設開始し、1986 年に Pha Lai I (1- 4 号機、各 110MW) が完成、操業。1998 年には第二発電所（Pha Lai II）を建設、2003 年に完成(5-6 号機、各 300MW)した。現在の発電能力は 1040MW となっている。使用燃料は無煙炭であり、無煙炭はベトナムで豊富に産出するが、着火性・燃焼性が低いのが難点とされている。

(2)　Pha Lai 発電所は全国の 10%の電力、北部地域の 40%の電力を担う重要電源である。Pha Lai I は 1986 年運開で老朽化がかなり進んでいる様子がうかがえる。現状、3 か月に一度の 7 日間の計画停止、点検修理を繰り返し、さらに 2 年に一度のオーバーホールの実施で、かろうじて計画外停止を免れている状況であることが、Pha Lai 発電所へのヒアリングで明らかとなっている。

重要電源であるがゆえに電力の需給状況が逼迫する中で、十分な停止期間を取って補修を行うことが難しいとのことであった。

(3)　Pha Lai II は 2002 年に運転が開始された比較的新しいプラントであるが、それでも 6 か月間運転し、7 日間の点検修理を計画的に行っている。また、4 年に一度のオーバーホールを実施しているとの説明があった。

Pha Lai I にしても II にしても稼働状況の実態からみて運用上、大きな問題をはらんではいると思われるが、対策が十分に実施できていない事情が明らかになった。

(4) 本調査研究の一環として、2回の現地調査を実施した。1回目の2010年11月にPha Lai発電所の調査を実施したが、その調査を実施するにあたって把握していたPha Lai発電所の稼働状況は以下の通りである。

1) Pha Lai IIの状況

Pha Lai IIは、Pha Lai 発電所の5号機（300MW）および6号機からなり、運開以降の稼働状況は下表の通りであった。

表6.1-1 Pha Lai発電所の停止状況

	Unit 1				Unit 2			
	停止時間		停止回数		停止時間		停止回数	
	計画	故障	計画	故障	計画	故障	計画	故障
2003	0	3,586	0	25	0	897	0	36
2004	84	1,782	1	18	1,632	366	1	15
2005	703	253	3	23	404	86	2	15
2006	0	594	0	13	427	415	1	6
2007	1,086	674	1	13	163	383	1	13

（出典：ファーライ火力発電所増設事業（1）～（4）事業評価書

（独）国際協力機構より日本プラント協会にて作表）

上の表からの考察できる点として、下記のような点が挙げられる：

① 計画停止時間にばらつきがある。不具合が見つかると修理に時間がかかり停止時間が長くなる、ということが考えられる。

計画停止における予定外の停止時間が何に起因しているかの分析が必要と考えられる。

② Unit 1の2003年はMTTRが、143hours（＝6日）、設備稼働率の目標が90%とすると、Unit 1の2003年MTBFは314hours（=13日）。これは1年を通して13日運転して、故障で6日停止を繰り返すということを意味している。

Unit 2の場合、2003年は月に3回故障で、平均7時間停止を1年間繰り返していたことになる。

2002年の初めに運開なので、初期不良なのか、運転に不慣れだったのか、2003年以降の状況では改善されているように見えるが、再発防止を考慮した要因分析がなされているのかどうかが問われるところ。

③ 2007年でも月に1回、故障で停止している。これを計画停止の時間を長くし、停止期間の中で 処置できればその経済効果は極めて大きいと考えられるが、故障停止がControllableなのかの分析がなされているか、も調査対象となる。

原因が分かっていて、費用対効果の点で対策せず故障・停止を容認していることも考えられる。

④ Phalai II は約 9 年稼働している。上記表にあるような近年の故障・停止の頻度が、電力の需給が逼迫していると思われる状況の中で、どの程度問題視されているのかも調査のポイントといえる。

2) メンテナンス状況

Pha Lai 発電所のメンテナンスについては二つの観点から論じることができる。

一つは上述のように頻繁な計画停止、点検・修理を繰り返さなければ安定稼働が維持できない、という点である。

Pha Lai I, II 共に安定的な稼働が求められているならば、抜本対策による安定稼働を追求すべきであろう。経営判断として、大規模修理による長期停止はできないという判断があり、長期計画の中でも対応が考慮されていないようである。

特に Pha Lai I は 3 か月ごとの計画停止であり、極めて異常な状態であると言わざるを得ないと考えられる。頻繁な起動・停止による燃料消費等のコスト増大、CO2 排出量の増大、人件費の増大、機器の寿命消費加速化、など直接的な不利益をもたらすことに疑いの余地はない。

Pha Lai 発電所のメンテナンス部隊は、ベトナムの北部地域の火力発電所（Pha Lai 発電所の全 Unit と 300MW 以上の全てのプラント）のメンテナンスを担当する NPS という保守専門会社に分離・独立している。

NPS は Pha Lai 発電所に隣接しており、通常 20 名は Pha Lai 発電所に常駐、60 名は Uong Bi 発電所に常駐している。日常のメンテナンスは常駐者が対応するが、非日常的な補修工事やトラブル対応は公募によって請負会社を決定することになっており、無条件に全てのメンテナンス業務が NPS に発注されることにはなっていない、ということであった。つまり、コスト優先のメンテナンスが行われている、ということであった。

しかし、こうしたメンテナンスの在り方は長期的な観点からは必ずしも経済性や効率性の面で好ましいメンテナンス体制とは言えないと思われる。

また、NPS は北部地域の発電所全体を対象としてメンテナンスを行う、というミッションをもっており、メンテナンスに係る様々な情報を有することになるが、メンテナンス統括会社を置くことによるメリットである、個別の機器のメンテナンスに関する情報共有が十分に行われているとは言えない状況にあることも明らかになっている。

3) ベトナムにおけるメンテナンスニーズの大きい分野

ベトナム（とりわけ北部地域）における発電プラントのメンテナンス業務を取り巻く環境は以上述べたような状況にある。長い目で見たときに、比較的問題の少ないと思われる

Pha Lai II も現状のまま推移するならば 10 年後には今の Pha Lai I となることは必然的な帰結である。さらに言えば、新設の発電プラントも将来的に Pha Lai I や II のプロセスを辿ることは、現状のままでは避けられないと言えるであろう。

こうした状況を考慮した時、着目すべきメンテナンスニーズは以下の点にあると言えるであろう：

- NPS による日常的なメンテナンスの質の向上
- NPS の点検・補修を一過性のものとせず、積み重ねによってメンテナンス業務の質の向上に加えて、メンテナンススタッフのメンテナンススキルを向上する
- 中・長期的なメンテナンス計画の立案
- 現在の 3 か月（Pha Lai I）、6 か月（Pha Lai II）の計画停止を強いられている根本原因の解消
- メンテナンスデータベースの構築によるメンテナンス業務支援の強化

6.2 導入システムのマッチングと絞り込み

6.2.1. 導入システムの概要

発電プラントの運転情報は時々刻々変化する。運転員はそうしたオンラインのプロセスデータ等を監視しながら必要な発電所の運用管理、プラントの運転業務、トラブル発生時の対応業務を行っている。さらに、発電所の機器・設備の保全を目的とした中長期のメンテナンス計画と、そうした計画に基づいたメンテナンス業務の遂行のために機器・設備の運転履歴や補修履歴、またそうした業務を実施する上で必要な機器・設備の仕様書や図面類などの、いわゆるオフラインデータを必要としている。

そうした運転業務やメンテナンス業務を具体的に整理すると以下のようになる：

- 機器・設備の運転操作、制御
- プラント機器状態監視
- 効率管理業務
- 運転データ管理業務
- 機器・設備メンテナンス業務

こうした目的のために近年の日本国内の発電プラントでは以下のようなコンピュータ機器をベースとした情報制御システムの支援のもとに実施するのが一般的である。それを以下の通り整理する（参考資料「火力原子力発電 2010 年 3 月号入門講座」）：

- プラント制御・監視システム
  - 機器・設備の運転操作、制御支援
  - プラント機器状態監視支援

- 発電所運用管理システム
  - 効率管理業務支援
  - 運転データ管理業務支援
- 発電所設備保全業務システム
  - 機器・設備メンテナンス業務支援

本項では、ベトナムにおける発電プラントのメンテナンス業務の改善に有用なシステムの導入検討を行っており、その観点から対応するシステムは上記のうち、発電所運用管理システムと発電所設備保全業務システムである。

既に述べたように、発電所運用管理システムが支援する業務はオンラインデータに基づいて行っている。すなわちプロセスのオンラインデータが入力できることが前提となっており、それはプラント制御監視システムにも当てはまることである。

一般にコンピュータシステム導入の優先順位の最も高いのはプラント監視・制御の分野であり、そうしたシステムが導入されていることがオンラインデータを扱う発電所運用管理システム導入の前提となっていることを考慮しておく必要がある。

以上述べたことを踏まえて、Pha Lai 発電所にふさわしいメンテナンスシステムの導入検討を、オンラインデータに基づくシステムとオフラインデータに基づくシステムとに分けて以下の通り実施する：

1) オンラインデータに基づくメンテナンスシステム（発電所運用管理システム）

発電所運用管理システムは発電所ごとに設置されるのが一般的であり、したがって本システムの対象となるプラントには Pha Lai I と II の 6 ユニットが含まれることになる。Pha Lai I のプラント監視・制御システムはロシア製（？）の旧式のシステムが導入されており、すでに述べたようなプロセスのオンラインデータを取り込むことはできない状況にある。運転員やメンテナンス要員は中央制御室の Indicator や記録計、あるいは現場計器のメータ等でリアルタイムのオンラインデータを読み、運転操作やメンテナンス業務に従事している状況である。Pha Lai 発電所に発電所運用管理システムを導入しても上述のような効率管理や運転データ管理の業務支援はできない状況にある。

Pha Lai I についてはまずプラント監視・制御システムの導入が優先されると言える。第２回の現地調査の段階で調査チームは Pha Lai 発電所のマネジメント、EVN に対して監視制御システムのリプレースを勧めたが、まずそのためのフィージビリティ・スタディ（Feasibility Study: FS）の実施に同意し、オンラインデータの Availability の道が一応開けたと言える。

Pha Lai II の場合、プラント監視・制御システムとして横河電機製の DCS（Distributed Control System）が既に導入されており、最低限のオンラインメンテナンスデータは供給可能な状況にある。

また、既に発電所運用管理システムの機能に近い、汎用性の高い PI（パイ）システムを導入している。この PI システムの機能や活用度は調査の対象となっていないため詳細は不明である。

Pha Lai I および II の日常のメンテナンスの状況は既に述べたとおり、NPS の担当者 20 名ほどが常駐して対応しているが、とりわけ Pha Lai I は合理的なメンテナンス業務ができているとは言えない状況にある。合理的なメンテナンス業務とは、リアルタイムのプロセスオンラインデータが集約的に監視できる、あるいは蓄積されたプロセスデータの履歴情報から機器・設備の劣化傾向を把握したり、熱効率やプラント効率の演算とその履歴管理ができる等、データベースに基づいたメンテナンス業務を指す。

Pha Lai II についても、PI システムはあるもののそのシステムがそうした合理的なメンテナンス業務を支援できるものとは言えない状況であることが発電所でのヒアリングの中でうかがえた。

ここで、発電所運用管理システムで期待される二つの機能、すなわち

- 効率管理業務支援
- 運転データ管理業務支援

について、もう少し詳細を記述する。

① 効率管理業務支援

効率管理の目的は、時間の経過による機器の効率劣化は、経済性の高い運用を損なうものであり、その要因究明と対策・処置で回復することはメンテナンス業務の極めて重要な側面であることは言うまでもない。

管理の対象となる設備の内容は、プラントごとに異なっているため、それぞれの設備に応じて適切な管理項目を定めて管理を行っていく必要がある。

具体的な項目として、プラント全体の発電端効率、ボイラの熱効率、タービン効率などの主機に係るものから、高圧ヒータや低圧ヒータなどの熱交換器の効率、給水ポンプ、ミルやエアヒーターなどの大型のボイラ補機などの効率の常時監視によって経年劣化によるものか異常値かの判断材料の提供はメンテナンス業務に対する大きな支援となることは言うまでもない。これらは、国内の発電プラントでは通常実施されていることであるが、同レベルの効率管理業務支援機能は Pha Lai 発電所の経済的な運用や稼働率向上に長期的な観点から貢献するものと考えられる。

加えて、ユニット性能試験、起動停止損失管理などを可能とするオンラインデータの長期間の蓄積などもプラントの効率管理の観点からその必要性が理解できる。

データの収集方式としては、全て磁気ディスクに数分周期で、５年間程度収録され、自由に検索表示できるものが望ましいであろう。

以上のデータ保存方法は一つの例であり、システムの要求レベルに合わせてシステム設計することができる。

② 運転データ管理業務支援

リアルタイムに収集保存されたデータは運転履歴データとして上述のごとく必要に応じて検索が可能であるが、それらのデータをもとに、運転データ管理業務支援用に活用ができる。

発電所運用管理システムは様々な管理業務支援のサービスを行うことができるものである。サービス機能として代表的なものを以下に掲げる：

a. 履歴データ検索

日常使用する発電所内の管理項目をあらかじめ登録しておき、周期を指定して自動実行、あるいは必要に応じて任意要求することにより履歴データ処理のデータベースの中から、登録されている情報を検索、出力すると云うサービス機能である。登録されている任意の項目について、目的に応じてつぎのような出力形式の選択が可能であるのが一般的である：

- Value – Time Graph
- Value – Time Graph の重ね合わせ
- Regression curve(回帰曲線)
- Summary 表示

これらの機能表示を行うに際して、汎用のアプリケーションソフト（例えば MS の Excel 等）と連携させることにより、データの加工・編集・作表が容易となる。また、統計的な手法を用いた解析のニーズにも汎用ソフトの統計処理を用いることが可能なようにするアプリケーションソフトの採用が一般的なアプローチである。

b. 現在値表示機能

それぞれの機器・設備より運転データ管理業務支援システムに送られてくるプラントデータの中から、任意の項目を指定して、例えば 1 分周期で最新のデータを更新表示する機能である。機器・設備の現在値を参照することは運転データ管理業務支援システムは発電所全体の情報を一括管理しており、複数の設備間の関連データを同時に比較参照したり、事務室で現場のデータを参照する目的で使用される。

c. トレンドグラフ表示機能

システムで扱っている情報の中から、任意の項目を指定して過去データのみならず現在オンラインデータも対象として Value－Time グラフ上に表示する機能である。

2) オフラインデータに基づくメンテナンスシステム（発電所設備保全業務システム）

発電所設備保全システムでは、機器・設備のメンテナンスを、オフラインのデータベースに基づいて行うことを想定したものである。

ここで、オフラインのデータベースとはどのようなものか、そのメンテナンス業務の内容に対応して整理すると以下の通りとなる：

(1)設備情報管理業務

発電プラントを構成する機器・設備は多種多様にわたるものであり、その数は膨大な量となる。その一つ一つをシステマティックに管理しなければ適正な管理は到底望めない。本システムはそうしたニーズに合致した仕組みを提供するものである。その仕組みの中の主要な要素となるものを以下に簡単に説明する：

① 設備台帳

全ての機器・設備は台帳に登録し、その台帳を管理することで管理対象から外れる機器・設備が無いようにすることができる。機器・設備にはその特長によって分類でき、従って台帳管理のあり方もそうした特性に合わせたものとしなければならない。Pha Lai 発電所においてもすでに機器・設備台帳はあるかもしれないが、メンテナンスのコンセプトに合致したものにする必要は当然生じてこよう。

設備台帳は機器・設備をシステマティックに管理するための基本となりデータベースと言えよう。

② 点検保守履歴管理

機器・設備の点検、或いは補修の結果は機器・設備単位で履歴情報として管理されるべきものである。点検、或いは補修が必要となった機器・設備が、過去においてどのような点検、補修の履歴があるかを知ることは効率的な点検、補修に欠かせない情報であることは言うまでもない。そのような履歴データとしては測定値、点検結果の良否判断、補修をしたのであれば補修の具体的な内容、加えて写真、なども情報として履歴ファイルに含まれるべきである。さらにその機器・設備の仕様書、図面、取扱説明書、その他の関連ドキュメント一式が情報としてまとめてファイルされるべきである。

こうした履歴ファイルは設備台帳と紐づけることによって、容易に検索が可能となる。膨大な量の機器・設備の点検保守履歴管理はこうした台帳と紐づけされた電子ファイル化された関連ドキュメントによる管理以外に効果的な管理の方法はあり得ないと考えられる。

点検保守履歴管理データベースは点検、補修等、何らかの変化があったときに必ずその情報の入力がなされなければならない。また、単にその蓄積だけでなく設備診断支援など、将来の必要にかなう情報として整理されていなければならない。

点検等が実施された時は入力された情報が報告書として出力されることも考慮されていなければならない。これは点検保守業務の効率化に大きく役立つ仕組みと言えよう。こうした業務の効率化はメンテナンスの質の向上に大いに役立つものである。

③　予防保全管理

定期点検を実施した結果は上記②の機器・設備単位の点検保守履歴管理データベースに反映され、管理されるが、次回以降の定期点検での保守が必要な場合や、経過観察が必要な場合は懸案事項として管理し、忘れ去られることによる不測の事態を回避できるようにしておくことが必要である。また、必要となった補修に関しては、場合によっては類似の機器・設備にも水平展開を図り予防的な処置を施す必要が生じることも考えられる。そのような場合に、設備台帳によって類似機器・設備を検索し、対象機器・設備を容易に特定することもできる。

このシステムは発電所レベルで設置されるものであるので、例えばPha Lai IIの5号機の定期点検時にボイラ循環水ポンプ本体のケーシングに温度・圧力の変化に起因した疲労による亀裂が生じ、その補修として薄肉化や球状化による熱応力の緩和対策が取られたとする。その補修履歴は5号機の循環水ポンプの補修履歴としてデータベースに記録されるが、その処置だけにとどまらず、例えば6号機の定期点検時に同じ循環水ポンプのケーシングに対して、亀裂がなくても補修を同様の補修を予防的に行うことができる。この場合、そのような処置が既になされていたかどうかも履歴データベースがあれば容易に判断できる。こうした履歴データベースの活用によって、効率的で高品質のメンテナンス業務が可能となり、長期的な観点でプラントの稼働率の向上に寄与できると考える。

⑵　設備図面類管理

発電所で管理する設備図面類は、紙やイメージデータ、CADデータとして管理されているであろう。更に、管理の対象は技術文書、連絡文書、仕様書、取扱説明書など様々である。

重要なことは、常に最新の状態に更新しておくことであるが、これが難しい。これを放置すると、せっかくのシステム、或いはデータベースの信頼性が失われ、情報の更新そのものが実施されなくなるのが正直なところであろう。そうならないための日常の更新作業を地道に行うことの重要性に対する認識を植え付けることが啓蒙活動の一環として大切になってくると言える。

紙として管理するのは極力避けることが必要である。コピーを取って複数管理を容認すると、たちどころに食い違いが生じ問題となり得ることを知っておくべきである。

また、電子ファイルとして管理する場合でも、Version管理には細心の注意が必要であり、データベースの構造と管理面での品質管理の仕組み（例えば、ISO9000）構築とその運用が決め手となろう。

Pha Lai発電所の場合、図面・図書類は発電所とNPSに分かれて管理されており、この一元化が必要となる。その方法については後述する。

(3)　設備診断支援

予防的な機器・設備のメンテナンスは稼働率の向上やコスト低減のために極めて効果的なアプローチである。

発電所設備保全システムによる設備診断支援機能がどのように支援できるかについて以下に略述する。

まず必要なことは、点検、補修の要否、実施時期等の判断をすることである。この点で上記(1)の③項で述べたメンテナンスの水平展開がそのよりどころとなることは言うまでもない。

更に、以下のような判断材料を挙げることができる：

- 運転中の不具合情報
- メーカーから発信される情報
- 余寿命、傾向管理等の情報

こうした情報が診断結果情報としてトリガーとなり、予防的な点検・補修の実施を真剣に検討することができる。

①　設備診断管理

上述のように設備診断に取り組むことができるが、大事なことはこうした取り組みをシステマティックに推進することである。設備診断情報の体系化、判断基準や根拠の明確化など統一的な実施管理のもとに具体的な対応を行う必要がある。体系化すべき項目として、設備状況、改善策、情報源、施工方法、費用などを機器・設備単位で整理しておくことができる。

設備診断結果は設備台帳や点検・保守履歴データベースと紐づけを行い、更には中・長期のメンテナンス計画の中に織り込むことによって確実なフォローアップを期待できる。

②　余寿命管理

機器・設備の予防保全の一つに余寿命管理が挙げられる。機器・設備には寿命がありその余寿命を管理し、事前に対策するならば計画外の点検、補修は多くの場合避けられる。場合によってはプラントの計画外停止に追い込まれることも十分考えられるだけに、余寿命管理の重要性は大きいと言える。

特に Pha Lai I のように運転年数が 25 年にもなると、その健全性確保と長寿命化のための予防保全技術を駆使した余寿命管理は不可欠と言える。余寿命を精度良く予測し、適切な時期に部品や機器・設備の補修や交換を行うことによって効率的な運用が可能となる。

Pha Lai I は３か月に１回の起動停止、Pha Lai II の場合でも６か月に一度の計画的な起動・停止が行われている。それに伴って生じ得るクリープ損傷や疲労損傷に対して特別な考慮が払われるべきと考えられる。ボイラやその補機に関してはクリープや熱疲労だけでなく腐食疲労損傷の評価も必要であろう。現実にどれだけの考慮が払われているかは不明

だが、少なくともより計画的かつシステマティックな余寿命管理を行う余地はあると考えられるし、そうするならば経済的でかつ効率的な運用を実現できるはずである。３か月、あるいは６か月の計画停止は、そのこと自体が異常であるが寿命管理の観点からも問題であろう。設備診断の一環としての精度の高い余寿命管理はとりわけ重要なテーマと見做せるであろう。

③　設備不具合～予防保全の流れ

運転中に発生する不具合から予防保全(水平展開)への業務の流れは次の通りとなろう：

a. 不具合発生
b. 応急処置
c. 原因追及・恒久対策検討
d. 他プラント、類似設備への水平展開
e. 恒久対策・水平展開の実施

確実にこうした流れで水平展開まで実施し、類似の不具合の発生を予防的に防ぐにはこれまで述べたようなシステムの支援が必要となる。そうした支援なしに人間系で確実に行うことは困難である。とりわけ、Pha Lai 発電所のようにメンテナンス業務を発電所から切り離し、NPS という専門会社に移管しているような場合には支援システムは不可欠であろうと考える。

3)　メンテナンスシステム・インフラの導入の必要性

以上記述したようにベトナムにおける火力発電所、具体例としての Pha Lai 発電所における各プラントの稼働状況、メンテナンス体制、メンテナンスの実態と、それを改善するメンテナンス支援システムの具体的な内容から、その導入の必要性が理解された。

しかしながら、Pha Lai 発電所を含む、ベトナム北部地域のメンテナンス体制の状況を考えたとき、個々の発電所に発電所運用管理システムを導入するだけでは満足なメンテナンス体制の構築、そしてメンテナンスの支援は行えないことは明らかである。NPS は Pha Lai 発電所だけでなく他の北部地域の発電所のメンテナンスも委託を受けている。今後、建設される予定の発電所のメンテナンスも NPS が行うことになっており、ますますその対象プラントは拡大していくことは明らかである。新設の発電所のメンテナンスに加えて、既設のプラントの経年劣化に首尾良く対応していくことが求められている。そのために、メンテナンス要員を各発電所に分散配置することになり、どうしても発電所ごとの個別対応に流れてしまう傾向に陥り、NPS に北部地域の発電プラントのメンテナンスを集約することのメリットが生かされないまま推移してしまう危険が十分ある。

そこで、そうした状況を考慮して、ベトナム北部地域の発電所のメンテナンスを品質の高い効率的なものとするための仕組みがどうしても必要であると言える。

本調査研究チームは、日本の事例からその課題解決を検討した。国内の電力会社、とり

わけ国内最大の電力会社である東京電力のメンテナンス体制、仕組みは参考になり得ると考えた。

東京電力の火力発電所のメンテナンス体制は、各個別の発電所に組織されたメンテナンス部門と、本店に設置されている中央のメンテナンス部門が連携して業務を行っている。

そして、その両者はそれぞれ、本店に置かれた情報システムと、各発電所に設置されている情報システムの支援のもとにメンテナンス業務を実施すると同時に、広域のネットワークを介して全く同じメンテナンスに必要な情報（オンライン情報およびオフライン情報）を共有している。すなわち、本店のメンテナンススタッフも全てのプラントのオンラインデータもオフラインのデータも現場のメンテナンススッフと同じ情報に基づいた判断ができるわけである。最近では、全てのアプリケーションソフトは本店のシステムにインストールし、各発電所におかれた PC から Web 経由で本店のアプリケーションを起動する仕組みである。全てのデータベースは本店サイドにあり、発電所サイドは Web 端末だけというシンプルな構成となっている。

この仕組みをベトナム北部地域の発電プラントのメンテナンスに当てはめると、本店機能が NPS､各発電所の保守部門のメンテナンススタッフは NPS の各発電所常駐者に対応する。

こうした体制、すなわちメンテナンスに係る情報インフラシステムの構築・導入によって期待される効果について次項以降に記述する。

6.2.2. 導入システムの期待される効果（解決が期待される問題点）

1) 導入システムのシステム構成

導入システムのシステム構成は、6.2.1 項に記述したように、発電所運用管理システム[注1]と発電所設備保全システム[注2]の二つのシステムから構成されるものである。

発電所運用管理システムはオンラインデータをもととしたメンテナンス支援、発電所設備保全システムはオフラインのデータをベースとしたメンテナンス支援を行うものである。

注 1 発電所運用管理システム：Operation Data Management System (ODMS)

注 2 発電所設備保全システム：Operation & Management Support System (OMSS)

これらのシステムのアプリケーション NPS のシステムにのみ搭載され､発電所では Web 経由で NPS のアプリケーションとデータベースをアクセスする。Pha Lai 発電所では建設時期によって I (110MWx4)と II (300MWx2)に分かれているが､一つの発電所として上記のシステムに対応するデータベースを NPS に設置し、発電所の端末 PC からユニットを指定して NPS のアプリケーションを起動し､対応するデータベースをアクセスすることになる。

NPS は Pha Lai 発電所だけでなく、北部地域の発電所のメンテナンス情報も全てデータベース上に有し、それぞれの発電所の端末 PC から Pha Lai と同様のアクセスをすることになる。

2) 解決が期待される問題点

上述のシステムが稼働することになった場合に考えられる効果として以下のことが考えられる：

- 日々の点検・保守の履歴の蓄積ができ、その蓄積をベースとして更なる点検・保守の積み上げが可能となる。
- 点検・保守の結果、他プラント、他発電所の類似の機器・設備への水平展開が可能となり予防措置ができる。
- データベースの一元化により、常に最新の情報に基づいたメンテナンス業務が可能となる。
- 過去の履歴情報や、関係する図面、図書などを探し回ったりする必要がないので、効率的な業務が行える。
- 以前の点検・補修の経緯をデータベース上で知ることができるだけでなく、誰がその業務に携わったかも知りことができるので、直接ヒアリングが可能。
- 各発電所にメンテナンス要員を常駐配置するが、限られた数の経験豊富なエキスパートは NPS に配置し、どの発電所の現場における難解な問題に NPS のエキスパートが現場に赴くことなく、現場で入手できるのと同じデータで問題の解析にあたることができる。
- 全ての発電所の全てのデータベースは、日々更新され最新のデータに基づいたメンテナンス業務が実施され、その結果がまた新たにデータベース上に反映される。こうして今日よりは明日、明日よりは明後日、とデータベースが改善されていくだけでなく、メンテナンス業務の実施者のスキルアップが漸進的に図られる。

6.2.3. 導入システムの現地運転員、保守員への啓蒙活動

メンテナンスシステム・インフラの導入について、これまでに述べたことを踏まえて Pha Lai 発電所、NPS,そして EVN に説明を行った。説明資料として、協力企業の横河電機株式会社の作成した啓もう資料を使用して、具体的、且つ詳細な説明を行い、情報システムの支援によるメンテナンス業務の価値を理解してもらった。また、とくに、メンテナンスの実務を行う NPS に対して、類似システム（発電所運用管理システム）として協力企業の横河電機の標準システムである“Exaquantum”のデモンストレーションを実施し具体的なシステムのイメージをもってもらった。

残念ながら、説明の対象は NPS にしても Pha Lai 発電所にしても、現場の業務従事者ではなく、マネジメント層が主体であったが、これはやむを得ないことであろう。まずは管理層からということで割り切って活動を行った。

この中で、NPS が特に関心を示したのはインターネットで各発電所をつなぎ、NPS がセンター機能を果たすことができるメンテナンスシステム・インフラについてであった。

NPS が期待されるメンテナンスの中枢機能を果たす上で、不可欠の仕組みであるという

認識をもってもらうことができた。また、同時に啓蒙活動の一環として強調したのは、メンテナンスは‘人’に依存すること、メンテナンスを実際に行う‘人’がその能力を高めない限りメンテナンス業務の質は向上しない、という点である。システムは、あくまで‘支援’であり、主体でないことをよく認識してもらう必要があった。

この点で、メンテナンスシステムの活用を確かなものとするために、TPM（Total Productive Maintenance）の考え方の導入をシステムと同時に推進する必要があると考える。すなわちメンテナンスの PDC（Plan, Do, Check）サイクルの運用である。メンテナンスシステム・インフラの導入を、メンテナンス戦略の策定、メンテナンス計画、メンテナンス業務の実行、評価のサイクルの中で位置付けを明確にし、推進していくことである。

この TPM の推進には、EVN の担当者や発電所の経営層というより、より上のレベル、今の段階ではターゲットを絞れないが、へのアプローチが必要であろう。

第 7 章　対象国へのメンテナンスシステム導入にかかる問題点と解決策

7.1　ファイナンススキーム構築に向けた各種インセンティブ確保

我が国のファイナンススキームとしては、民間資金を除くと、公的資金支援組織は政府開発援助（Official Development Assistance: ODA）を扱う国際協力機構(JICA)とその他政府資金(Other Official Fund: OOF)を扱う国際協力銀行(JBIC)の 2 機関に大別される。この他に、輸出、輸入、海外投資、あるいは海外融資といった対外取引に伴う危険をカバーする保険を扱う日本貿易保険(NEXI)があるが、プロジェクト資金の観点から前者 2 者を対象に検討を行う。

7.1.1　国際協力機構(JICA)の機能の概要

JICA は ODA のうち国際機関に対する出資・拠出を除く二国間援助を取扱っており、有償資金協力(円借款)、無償資金協力、技術協力の 3 分野がある。

ODA に対する改善は何度か実施されてきており、首相官邸に置かれている海外経済協力会議でも 2009 年 12 月 8 日に開催された会議において、ODA の質に関する主な論点として、次の内容が検討されている。

A. 援助目的と政策評価の明確化
- ・国別援助計画の策定と活用の徹底、案件選定過程の透明化
- ・成果目標等の数値化
- ・事後評価の徹底、援助の PDCA サイクル確立

B. コスト削減
- ・入札方法の改善
- ・随意契約の見直しの徹底
- ・開発言おうかに影響が及ばないよう配慮

C. 運用の見直し・制度改善
- ・円借款の迅速化
- ・JICA 業務の効率化、統合効果の発揮
- ・国際機関、NGO、民間部門との連携
- ・不正・腐敗の防止

これらのうち、C.運用の見直し・制度改善のうち、円借款の迅速化や JICA 業務の効率化、統合効果の発揮、国際機関、NGO、民間部門との連携などが、プロジェクト実施者側から見た改善要望のポイントと言える。その後 JICA では手続きの迅速化、官民連携室の設置、

各種円借款対象案件の対外的な説明会の開催など、着実に改善が実施されてきていると言える。

2009 年版政府開発援助(ODA)白書によると、支出総額ベースでアジア 50.2%、中東 21.2%、アフリカ 10.0%とアジアが最大を占めている。ベトナムに対しては 1972 年以降 143 件の円借款が供与されており、最近では暦年、支出純額ベース(債務救済を除く)で 2006 年 655 億円、2007 年 754 億円、2008 年 641 億円とベトナムへの供与が 2 国間援助で第 1 位となっている。2009 年から 2010 年の 2 年の供与先分野を見ると、商品借款等、道路、上下水道・衛生、橋梁、空港、工業、発電所、その他社会的サービス、その他電力・ガス、の 18 件と幅広い分野となっており、本邦技術活用条件(STEP)が利用されたのは橋梁、空港、鉄道の 3 件となっている。

7.1.2　国際協力銀行(JBIC)の機能の概要

JBIC は、(株)日本政策金融公庫の国際部門として、４つの分野において業務を行っている。

・日本にとって重要な資源の海外における開発及び取得の促進。
・日本の産業の国際競争力の維持及び向上。
・地球温暖化の防止等の地球環境の保全を目的とする海外における事業の推進。
・国際金融秩序の混乱への対処。

また、業務を行うに当たっては、5 つの業務運営の原則が設けられている。

・政策金融としての適格な実施：政策金融の実施機関として、国内外の経済・金融情勢等に即応して迅速・的確に、政策上必要な業務を実施する。
・民業補完：政策金融に求められる役割を適切に果たすべく、国際金融分野における民間金融機関の状況をふまえ、その補完に徹する。
・収支相償：法律の求めに従って、国際金融業務の収支の健全性の確保に努める。
・国際的信用の維持・向上：国際金融業務の的確な実施及び海外での効率的な資金調達のため、これまで築いてきた国際的な信任の維持・向上に努める。
・業務の専門的・主体的な遂行：国際金融に関する専門性と主体性を発揮し、一貫した体制のもとで、円滑な業務の実施に努める。

以上の業務分野、業務原則の下で、具体的には 7 つの業務を実施している。

① 輸出金融：日本企業による海外への設備の輸出並びに技術の提供に必要な資金を融資。
② 輸入金融：石油、LNG、鉄鉱石等、日本への重要物資の輸入に必要な資金を融資。また、資源関係以外では、航空機輸入等、真に必要なものについては、保証制度により対応。

③ 投資金融：日本企業が、海外において現地生産や資源開発等の事業を行う際の資金を融資。
④ 事業開発等金融：日本の貿易、投資等、海外経済活動のための事業環境整備を図るとともに、外国政府、外国政府機関等が実施する事業に必要な資金を融資。
⑤ ブリッジローン：国際収支上の困難を抱えた開発途上国政府の外貨資金繰りを手当てするために必要な短期融資。
⑥ 出資：海外において事業を行う日系合弁企業や日本企業が参加するファンド等に対する出資。
⑦ 調査業務：JBICが行う上記の業務に関連して必要な調査を行う。

国際協力銀行の業務報告書によると、アジア向け出融資承諾額は2005年度3,017億円、2006年度3,314億円、2007年度4,742億円、2008年度1,092億円となっている。ベトナムに対する実績は、同様に出融資承諾額で2008年度10件214億円、2009年度8件92億円となっている。

7.1.3 プラント・メンテナンスプロジェクトに対するインセンティブ

上に述べた我が国の公的資金支援は、本調査の対象となっているプラント・メンテナンスに関するプロジェクトに対していずれも適用できる。しかし、ODAに関してはベトナム側で要請が出てくる必要があり、同国内での優先順位が高い必要がある。一方、JBICの資金は個別プロジェクト毎の相談により、プロジェクト内容の評価が融資妥当性の判断となる。

また、円借款(ODA)に関しては、地球温暖化ガス削減につながるプロジェクトに対しては気候変動対策円借款が用意されている。JBICでも、気候変動緩和対策に資する案件に対してアジア・環境ファシリティ(FACE)、地球環境保全業務(GREEN)がある。

オペレーション・メンテナンスの善し悪しがプラントの効率的な運転とプラント寿命に直接的な関連を持っている。ビジネス契約ベースでの運転員の指導や研修はあるが通常１年未満の短期のものであり、我が国の研修事業も相手国の民間企業が申請して利用するには使いづらいところがある。現在のところ、特にメンテナンスを優先されたファイナンススキームはない。前章までで述べたように、プラントが納入された後、設備が適切に運営、維持されないことにより稼働率低下もしくは稼働停止を招いている状況がある。メンテナンスプロジェクトの建設時だけでなく、設備稼働後の定期的な運転稼働をも含めた費用を対象としたファイナンススキームが構築されれば、途上国におけるプラント稼働率向上と、途上国技術者の意識改革にもつながるものと期待される。

7.2　具体的なシステム構築・選定における問題点

メンテナンスシステム・インフラをベトナムに導入・構築するにあたり、考慮すべき問題点を以下に整理した。

- 最終的に、広くベトナム国内にインフラを普及させることを考えると、汎用性の高いハードウェア（汎用 PC）とシステムソフト（Windows）をアプリケーションシステムと一体で提供できることに加え、大容量の伝送を想定した広域ネットワークインフラの構築・利用技術が求められること。
- アプリケーションソフトは、日本国内で発電プラントのメンテナンス用途で採用実績のある、いわゆる Field-proven なシステムが望ましく、そのようなシステムの選定の問題がある。加えて、発電所のメンテナンス担当者からのアプリケーションに対する要望を理解し、ふさわしい機能の開発が必要となると云うことも考慮しなければならない。
- オンラインデータに基づくメンテナンスシステムはDCSとの親和性が望まれるが、ベトナム国内の各発電所で既にさまざまなベンダーのDCSが稼働していることを考慮し、多様な DCS との連携の面でフレキシビリティのあるインターフェースが望まれると考えるべきであろう。
- 現実的な見方からすると、システムベンダーには発電プラントのメンテナンスや発電プラントの運用そのものに対するノウハウや経験、実績を多く求めすぎることはシステムの選定の選択肢を狭めてしまう、ということも考慮しておく必要がある。
- アプリケーション開発で最も重要な技術は、発電所のプラントメンテナンス業務に熟知していることであって、システム機能そのものではないことも考慮するならば、システムベンダーの選定の難しさに加えてそのような人材の確保をどこに求めるかということも課題と言える。
- オンラインデータやオフラインデータのデータベースの構築技術、検索機能の開発には、メンテナンス業務そのものを熟知していなければならないこと。
- プラント効率計算やその評価、プロセスデータの解析技術について熟知していなければ必要なアプリケーション開発に支障が出る恐れがある。
- プロセスの解析に必要なサンプリングや統計データ処理など、ファンクションとしては標準機能があるとしてもその使い方を知らなければ、開発するアプリケーションの信頼性は損なわれる恐れがあること。

他にもあると思われるが、具体的なシステム立案・開発・運用計画の提案が必要となった段階で考慮すべき問題点について考察した。

今回の調査研究では、NPS への啓蒙活動の一環として実施したデモンストレーションで、会員企業の横河電機(株)の協力で‘Exaquantum’を用いることができた。

Exaquantum は全体システムの中の一部（ODMS 相当）の役割を担うに過ぎないため限

定的ではあるが、ODMS のベースとなるシステムの選定を行う上で候補の一つとして考えることができると言える。

- Pha Lai 発電所がメンテナンスシステム導入のモデルケース（第 1 号）としてふさわしいと考えているが、Pha Lai II には DCS として横河電機（株）の DCS が既に稼働しており、横河電機（株）の DCS のネットワークからオンラインのデータを収集できること。
- NPS に設置するセンター機能としてのメンテナンスシステムのアプリケーションは DCS との親和性が高ければ高いほど、そのシステム構築は容易に行えると考えられること。

結論として、次のことも考慮しながら、将来の具体的なシステム計画やベンダー選定の検討をする上で、問題点の解決をはかる必要があると考えられる。

メンテナンス技術をベトナムの電力会社、例えば Pha Lai 発電所やメンテナンス会社である NPS に依存するのはもちろん現実的ではない。

日本では発電プラントのメンテナンスに係る技術は電力会社、あるいは電力会社からメンテナンスの委託を受け、実際のその実務を行っている会社／団体がその経験から蓄積していることが多い。そうした真にメンテナンスのノウハウを有するところと、実績豊富な国内のシステムベンダーの連携が、ベトナムでのメンテナンスシステム導入で力を発揮すると考えるのが現実的であろう。

いずれにせよ、今回の調査研究の範囲からは外れるが、近い将来、今回の提案に基づいたメンテナン・インフラシステム構築がベトナムサイドから求められた時の対応について、関係者の間で具体的な議論を詰めておくことが必要と考える。

7.3　ベトナムへのメンテナンスシステム導入の可能性と展望

本調査研究は、ベトナムの火力発電所の事前の予測と他機関の実態調査結果から、メンテナンスシステムの導入を切実に必要としている、との認識からスタートした。従って、単なる調査研究とその報告だけでなく、その後の実需を念頭に置いた調査研究を行った。

Pha Lai 発電所を調査対象として選んだのは、ベトナムにおけるもっとも重要な役割を担う火力発電所であったこと、Pha Lai I は老朽化しており、25 年間運転しているプラントであること、同じ発電所でありながら Pha Lai II は比較的新しく、かつ JCI の会員会社の一つである横河電機(株)が DCS を納入していること、などを考慮し、ベトナムでの発電プラントのメンテナンスの仕組みのモデルを検討する上で最適と考えたからである。

調査の過程で NPS というメンテナンス統括会社の存在が明らかになり、システム提案のターゲットが明確になっていった。NPS が意思決定することで導入検討が進むと考え、NPS への提案に集中したが、結果としてやはり株主である EVN の意向と発電所の投資の優先度が最重要であることが分かった。

現地調査チームは単なる調査とその報告に終わるのではなく、実際にシステム導入を考慮するよう、メンテナンスの実態やシステムがいかに効果的なメンテナンスを実現するかを、日本の事例紹介や実際のシステムのデモンストレーションなどによってそのメリットを理解できるよう働きかけを行った。

第２回目の現地調査の中で、Pha Lai 発電所の技術責任者はシステムの導入に向けて取締役会に諮ること、技術責任者自身がその後押しをすることを明言するまでに心を動かすことができた。

また、当初あまり熱心でなかった EVN も、第 2 回の現地調査の期間中のミーティングでメンテナンスシステムと Pha Lai I の DCS とどちらか優先する方の Feasibility Study を実施するよう Pha Lai 発電所の取締役会に働きかけをすることを約束した。

調査研究チームはメンテナンスシステムの構築に先立って Pha Lai I の DCS をリプレースし、Pha Lai 発電所全体としてオンラインデータの収集ができる環境を構築することが優先すると考え、Pha Lai I の DCS のリプレース優先で具体的な今後のアクションプランを計画するよう申し入れをした。具体的な進展は、Pha Lai 発電所の取締役会の決定を待つ必要がある。

その決定の連絡は、本報告書執筆の時点でまだ届いていない。

Pha Lai 発電所をモデルとした NPS－Pha Lai 発電所のメンテナンスシステム・インフラが構築し、機能するようになれば、北部地域の発電所への横展開も展望できる。

また、北部地域のメンテナンスシステム・インフラが軌道に乗れば、さらに中部、南部の発電所へとベトナム全土を視野に入れた仕組みの拡大を展望できると考えている。

EVN は投資の優先順位は新設火力と明言しているが、メンテナンスシステム・インフラの構築費用は新設火力に比較すればはるかに小さく、しかしながら電力需給の逼迫するベトナムにおいて、高品質のメンテナンスで稼働率を向上し電力の供給に貢献するならば、投資への意欲は高まると確信できる。結論として、メンテナンスシステム・インフラのベトナムへの導入の可能性は十分あり、その普及をベトナム国全体に広げることも可能性としてあり得ると考えられる。

第 8 章　結言

既に述べたが、発電所におけるメンテナンス業務を適正に行うことは非常に難しい課題であり、単にシステムを導入しただけで改善が期待できるものではない。日本の国内でも、システムは導入したがほとんど使われず、旧態依然の状況は変わらない、という事例は多い。繰り返しになるが、システムは単なるツールであり、ツールを使う人間の問題に帰結することは言うまでもない。

日本で QC（Quality Control：品質管理）の世界に TQC（Total Quality Control）という思想が導入されたように、メンテナンスの世界（Productive Maintenance：生産保全）の世界に TPM（Total Productive Maintenance）の考え方を導入することが有効であるこが、日本プラントメンテナンス協会から発信されている。

6.2.3 項の中でも記述したが、メンテナンスの PDC（Plan, Do, Check）サイクルの運用に注目することができる。メンテナンスシステム」・インフラの導入を、メンテナンス戦略の策定、メンテナンス計画、メンテナンス業務の実行、評価のサイクルの中で位置付けを明確にし、推進していくことであるが、こうしたアプローチを採るならば、システムが先行し、その後活用されることがない、という状況に陥ることは避けられるであろう。

また、こうした戦略的なアプローチにはメンテナンス技術の向上、人材育成、教育、といった、従来のメンテナンス計画・実践の中で十分に顧みられてこなかった分野も強化しつつメンテナンス業務の改善に取り組むことが期待できるという点で、大きなメリットがあると考えられる。

ベトナム国、そして発展途上国へのメンテナンスシステム・インフラの構築というテーマでの調査研究で、主としてシステムによる長期的な視野でのメンテナンス支援、メンテナンスの質の向上を目的とした仕組みの紹介、啓蒙に取り組んだが、その過程でより重要なこととしてメンテナンスにおける戦略的アプローチという視点での取り組みの推進に注意を向けることができた。

この視点は、日本国内でも十分に浸透しているものではないと言えるが、発想そのものは日本発のメンテナンス分野における Methodology ということができる。

ベトナムに対して、このようなメンテナンス方法論と一体で、メンテナンスシステム・インフラの構築推進をしていくならば、O&M 分野で国際的に必ずしも評価の高くない日本の発展途上国への支援への評価を高める一助となるのではないかと考える。

また、こうしたアプローチを行うにあたっては、EVN の担当者や Pha Lai 発電所の経営者ではなく、より高いレベルの機関への提案という形が求められるかもしれない。

JICA の統括メンテナンス会社への資本参加という考えも現実味を帯びてくるのではないかと考えられる。

今回の調査研究の成果の今後の発展形として、ここに記述した考え方の具体化を進めていくこととしたい。

添付資料

1. 委員会議事録（第１回 ～ 第３回）
2. 海外調査記録（第１回、第２回）
3. 啓蒙資料
   - 3-1 Conceptual Framework of Power Plant Maintenance
   - 3-2 Objective of Feasibility Study for EVN Power Stations (Yokogawa Electric Corporation)
   - 3-3 Exaquantum Proposal Insert Issue
4. 参考文献

添付資料

1．委員会議事録（第１回～第３回）

1.1　第１回委員会議事録

第１回

プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会

議事録

○日　時：2010 年 11 月 18 日（木）　13:00 ～ 14:40
○場　所：社団法人日本プラント協会 会議室
○出席者：別添の通り

冒頭、議事に先立ち日本プラント協会の丸山専務理事より開会の挨拶があった。

【議事】

１．委員長の選任

大嶋委員が委員長に選任された。
各委員より自己紹介があった。

２．事業実施計画について

事務局より配付資料２「実施計画書」に基づき説明があった。

３．調査報告書目次(案)について

事務局より配付資料３「目次(案)」に基づき説明があり、２．事業実施計画と合わせこれらについて引き続き以下の通り議論が行われた。

委 員 長：ベトナムは、発電所の建設に力を入れている段階で、メンテナンスまではまだ十分に考えていないであろう。日本はベトナムに原子力発電所を売り込んでいるが、原子力こそ O&M が重要。チャイナリスクの観点からベトナムへシフトしている日本企業も多く、ますます重要度は高まっている。また、勤勉な国民だ。
丸山専務：今回の調査は、メンテナンスがテーマだが、狭い意味でのメンテナンスという

だけでなく、メンテナンスを通じての我が国国際プラント産業の相手国プラント全体への関与の振興にできる限り結びつける、というトータルで見ないといけない。メンテナンスの支援の結果できるつながりを通じたプラント全体への関与というシナジー効果で、日本のプラントが輸出振興されることが最終的な狙いだ。従って、政策提案として調査の中で検討してもらいたいが、かかる国際振興の観点から、JICA の金融支援等公的支援にも強く期待している。

小島委員：東京電力は、ベトナムでは建設だけでメンテナンスはやっていない。一方、台湾や UAE 等では建設もメンテナンスもやっている。メンテナンスは、パートによって技術が違っている。例えばボイラなら温度管理と腐食、配管の肉厚減だし電気品ならば絶縁など。制御設備は部品点数が多いため余寿命を見込むことが難しい。全体の信頼度は数値化してやっている。メンテナンス技術をどの程度まで海外に移転するか。知的財産権の問題もある。メーカーとしてモノを売りたいのは分かるが、ノウハウもあるのでどの程度海外移転をイメージして考えるか。この点、まだイメージが湧いていない。単なるシステムの売り込みというよりは高い次元を期待しているのか。

委 員 長：定期点検への対応、人的貢献も必要だ。

小島委員：フィリピンでは運転訓練をやっている。

事 務 局：情報の管理システムについて横河電機の協力を得る。プラントのメンテナンス技術の移転まではこの短期間では難しい。今発生している問題をシステムでどの程度解決できるかを考える。

大熊委員：火力発電所におけるメンテナンスは一種のストックビジネスとの考え。外国企業には、建設後リテンションをもらわずに逃げてしまう例もあるが、我々のビジネスモデルでは建設後のメンテナンスも決して疎かにしたくない。勿論それが設備の更新まで繋がると嬉しいが。今回の話では対象とするプラントをハッキリさせないといけないのでは。新しいプラントには多くのセンサーが入っているが、古い火力ではセンサーも少なくメンテナンスに必要となる運転履歴データが得られるのかがキーになっている。設備の傾向は３～５年といったある程度長い期間のデータが無いと掴めない。日本でのメンテナンス技術のほとんどは傾向管理をベースにしており、それがベトナムで今まで運転されてきたプラントに使えるかどうかをある程度想定していないと。

四道委員：東京電力を中心に TPM(Total Productive Maintenance；「全員参加の生産保全」）を展開している。電力会社の TPM の場合はベンダーを含めてやっている。電力自身は計画が主体で実施には直接手を下していない。ベトナムは日本とは状況が違い、メンテナンスベンダーを含めたインフラが整っていない。故障状況を見ると、故障内容が多岐に亘っておりレベルも高くない。直接、故障を減らす提案をすると泥沼にはまるのでシステムに限定するなどポイントを絞った方が

良い。ただ、システムだけでは故障は減らない。GE などはサービスも含んだビジネスモデルで成功している。人的サービスもパッケージでないと上手くいかない。マネジメントシステムに計画保全を折り込むなど。

委 員 長：定期点検の項目は決まっているのか？

四道委員：電気事業法や高圧ガス保安法で決まっている。日本の場合は定期保全が中心。資格はメンテナンスも含めて全体。ボイラの検査期間は自主保安の考えで決める。

小島委員：日本電気協会が JEAG(電気技術ガイドライン)で原子力発電所の機械振動管理の方法も定めている。資格については、日本機械学会で ISO18436-2 機械状態監視資格(振動)の認証をやっている。電力会社では火力や原子力についても技能認定制度を持っている。

横河電機：ベトナムの現地の状況を見ないと分からない。相手の状況に応じた製品、サービスを提供する。

米田委員：ベトナム向け円借款はこの数年間 800～1,000 億円程度で推移してきたが、昨年は 1,500 億円と増加した。日越首脳会談で原子力とレアアースについて話し合われ、日越関係の強化のため、我が国の新成長戦略に沿ってインフラ案件を主として今まで以上に円借款を拡充する状況にある。発電所、空港、高速道路、南北道路網、都市鉄道などそれぞれ規模の大きなプロジェクトが多く、これら案件の実施促進、ディスバース促進に時間を取られている。新たな円借款案件についても、５～６年先まで候補案件が積み上がっており、これ以上の新たな案件を取り上げる余地がない状況である。今回の調査に関して申し上げれば、ベトナムに対して過去に技術協力で電力の技術基準の策定を行ったので、是非参考にしていただきたい。また、ベトナムには最先端の技術の導入よりもベーシックな技術の定着を行うことが重要かと思う。メンテナンスに関しては、既に議論があったように、古い火力発電所と新しい火力発電所ではかなり違うであろうし、また、マネージャーとオペレーターなどの人員のレベルによっても違うと思われるので、時間が限定されるのであるのであれば、本調査のターゲットを絞り込んでより明確にすべきだと思われる。

委 員 長：できる限り日本の良いものを取り入れてもらうということ。ベトナムの要求基準に合ったものを提案してもらうのが良い。

４．現地(ベトナム)調査計画について

事務局より配付資料４「第１回現地調査(ベトナム)計画」及び配付資料５「検討資料」、配付資料６「IE Questionnaire 回答」に基づき説明があり、それについて引き続き以下の通り議論が行われた。

四道委員：日本プラントメンテナンス協会では国内で保全診断をやっており、仕組みの診断を重要視している。故障解析に基づいて仕組みの診断をすると、その仕組みの「弱さ」がよくわかり、その後の提案も説得力がある。国内でも「できている」と言っても実は「穴(弱み)」がたくさんあり、これを仕組みとして的確に指摘することが良い提案と評価されている。

小島委員：古い火力と新しい火力ではかなり状況が異なる。月に２回の故障であれば東京電力でも古い発電所はこれに近い状況がある。特に海に面しているところは腐食の影響がある。夏しか運転しない発電所もあり、メンテナンスにお金をたくさん掛けられない事情もある。建設後 40 年も経つと週に１回や２回はトラブルが起きる。また、最新鋭のものも技術的に成熟しておらず最初はトラブルが多い。

大熊委員：海外ではメーカーまで連絡が来ないケースもあるので実態はトラブルが多いと見られる。国内であれば何かあればその情報が他の発電所に水平展開される。ベトナムではそれもしていないのではないか。

小島委員：不具合の発見は DCS(Distributed Control System；分散制御システム)から送られるデータと人間がパトロールで見付ける問題がある。人間が見付けるのが全体の４割程度。オンラインに頼っていると全部は把握できない。パトロールする人の五感や知識が必要だ。

委 員 長：日本のメンテナンスの良いところを現地で売り込んでもらいたい。

田中オブザーバー：日本のメンテナンスの強みは各業種で異なるので注意が必要。国内では石油精製・石油化学、電力、鉄鋼で全てメンテナンスの産業構造が異なる。また、設備オーナー、プラントメンテナンス、非破壊検査、検査機器などそれぞれで強みが異なる。システム導入のみでは故障は減らないとの委員指摘があったとおり、日本の強みを売り込むのであれば、ベトナムにおける電力分野のメンテナンスの産業構造を踏まえた形でなければ上手く進まないのではないか。現地調査の際にはその点も確認された方が良いと思う。今回は短期間での作業となるが、本事業が継続的に進められるのであれば、電力以外への展開も検討されると良いと思う。

丸山専務：メンテナンスを通じた各種プラントに対する、我が国プラント産業、技術・設備の国際振興が本調査の狙いだが、プラントの分野は広いので最初は狙いを絞って進めることとしたもの。今回はベトナムにおいての電力分野のメンテナンスがメインである。勿論、将来的には、他の分野も含めたメンテナンスを通じた我が国プラントの国際展開の拡大につなげていくことを望んでいる。

５．その他

事務局より次回の第２回委員会は 12 月の後半を目途に開催予定である旨発言があった。

以上により委員会は終了した。

以上

別添

第１回
「プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会」
出席者

（敬称略、五十音順）

委員長	大嶋 清治	社団法人研究産業協会　専務理事
委　員	大熊 栄一	株式会社東芝　電力システム社 火力・水力事業部 火力情報制御技術部長
委　員	小島 信幸	東京電力株式会社　火力部 火力エンジニアリングセンター 制御技術担当 スペシャリスト(火力プラント制御技術)
委　員	四道 広	社団法人日本プラントメンテナンス協会 研究開発本部長(MOSMS グループリーダー)
委　員	米田 一弘	独立行政法人国際協力機構　東南アジア第二部長
オブザーバー	田中 幸仁	経済産業省 製造産業局 産業機械課 企画調整係長
事務局	丸山専務、長田、岡田、青木、阿部、武田、杉田	
協力企業	佐藤、富山、増田（中小プラント協力会員；横河電機株式会社）	

1.2　第２回委員会議事録

第２回
プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会
議事録

○日　時：2011 年 1 月 17 日（月）　15:00 ～ 16:35
○場　所：社団法人日本プラント協会 会議室
○出席者：別添の通り

【議事】

１．第１回現地調査結果報告

事務局より配付資料「第１回現地調査結果概要」について説明があった。

委 員 長：ベトナム現地調査は予定通り実施された。電力公社が分割されたが、メンテナンスは Phalai 発電所のメンテナンス部門が独立した北部地域メンテナンス会社(NPS)という会社が扱っているとのこと。第２回の現地調査計画も聞いてから検討したいので、続けて第２回現地調査計画を説明してほしい。

２．第２回現地調査計画について

事務局より配付資料「第２回現地調査計画及び資料」について説明があった。

引き続き第１回現地調査結果及び第２回現地調査計画に関して、以下の通り議論が行われた。

委 員 長：Phalai の定期点検は I が 3 か月毎、II が 6-7 カ月毎に実施しているとのこと。また、メンテナンスとオペレーションが独立していることがどのように評価できるかを、各委員のご意見を聞きたい。ベトナム側と日本の事情との間の認識にギャップがありそうだが。
小島委員：回答が難しい。日本の電力会社は外国のように分割していない。日本の電力会社では、運用と補修が分かれていて、一体となって機能しているので稼働率が落ちない。NPS と Phalai 発電所の組織がどう機能分担しているか。

運転データの解析は運用方が実施するもの。運用方は性能が落ちることを気にするので、常時運転データを監視している。ボイラで言えば、ボイラ収熱が変わってきて効率下がったことをオンラインの運転データから運転側が判断し、メンテナンス部隊に修繕を提案する。そういう判断をするために提案システムは使えるが、そうしたシステムの提案先として、ベトナムの場合どこを相手にすべきか。日本ではメンテナンス部門ではオンラインデータには通常、関心を持っておらず、運用方が主体的に活用する。運転状態管理も運用方がオンラインデータに基づいて実施していて、点検や補修などをメンテナンス方に提案する。ログを見ながら効率の変化傾向を判断するのも運用方である。ベトナムではどのような分担になっているかがわからない。運用方が装置を少し調整することで運転状態、たとえば効率などが回復することもあり、これらはメンテナンス部門でなく、オペレーション部門でできること。ベトナムでは誰がどこで何をやっているかが見えないので、どこにシステムを提案するのが良いかがまだわからない。メンテナンス部隊はシステムが提供するオンラインの運転データを頻繁に見ることはしないだろう。

委 員 長：メンテナンス部隊はオペレーション部隊がオンラインデータを見て何かおかしいと言われてから動く。また、点検期間が短いようだが。

小島委員：長期的なデータを運用方が見て、メンテナンス側に提案する。点検期間について、ガスタービンなどは６か月毎にやるが通常１、２、４年毎。復水器などのチューブ清掃などは 6-7 か月でもやるが。

委 員 長：メンテナンスシステムは、以前は日本では GE から入れたりした。古いものは米国、ベトナムではロシアとのことだが、国が違ってもできるか。

小島委員：紙ベースでやっているので、システムのオンラインデータとは違う。オフラインで管理していることが多い。

大熊委員：電力会社本店と発電所とメンテナンス会社と分かれていて、きちんと管理できているだろうか。Phalai のⅠとⅡでずいぶん違う。他の発電所も古く、ロシア製となっている。ロシアでもメーカーが複数ある。データがほとんど取れない前提で考えたほうがよい。

委 員 長：もともとない可能性もある。

大熊委員：データロガーは日誌作成を目的にしたものなので、プラントの性能を計算できるレベルの入力しか取り込んでいない。従って、プラントや機器の異常をデータロガー用の入力点から発見することは困難だろう。とすると Phalai II くらいが対象で、DCS のない古い発電所ではメンテナンスのためのオンラインデータ入手は困難だろう。

事 務 局：元々Phalai II 以外はどのようなシステムが各発電所に設置されているか、分からない。まず DCS のリプレースから入って行くことを考えている。そして最初

のターゲットはPhalai Ⅰだろう。

大熊委員：DCSを導入するには、例えばセンサーの追加が必要だろうが、何の保守をするからどこのデータが必要、ということからのスタートが必要になる。

事 務 局：ニンビンなど古いものも DCS のリプレースからスタートする必要がある。その上で、メンテナンスシステムの導入、という順番である。
設備診断(オフライン)と管理用システム(オンラインデータ)のそれぞれのデータの取り扱いは次元が違う。まずオンラインから入ることを考えた。

小島委員：オフラインデータの方がメンテナンスに使えることが多い。運用の効率化に役に立つオンラインデータは、メンテナンスの観点でも利用価値があるが、メンテナンスに役立つのはオフラインデータが多い。

事 務 局：データはないと始まらない。何をやるかによって取るべきデータが変わる。実行段階ではまず F/S が先行する。オンラインでできるメンテナンス、オフラインでできるメンテナンスをFSの中で明らかにしなければならない。今は管理用計算機によるオンラインデータに基づいたメンテナンス形で提案するが、オンラインデータでできることは限りがあるので、システムの導入で大きな期待を抱かせないようにする。オフラインデータの利用による設備診断は次の段階の話とする。

小島委員：JICAさんの実施したFSで得られたデータはどのようなデータか？

事 務 局：よく覚えていないが、オフラインのデータだった。どう有効活用できるか、将来的には考えてみたい。

小島委員：オフラインデータはオフラインで管理するのが良い。データのまとめ方も千差万別。

事 務 局：日本国内とは別かもしれない。

大熊委員：３か月に１回停めて検査をしていると言うのは何をやっているかが問題。やっていることがセンサーをつけることで代替できるのであればそれをやるのが効果的だろう。

委 員 長：事前に質問が出せるのであれば、それが良いだろう。具体的に情報が取れれば良い提案ができるかもしれない。

小島委員：復水器チューブの清掃などは日本でも夏前に定期的にやってはいる。

大熊委員：増し締めなどかもしれない。

事 務 局：11月23日の発電所の打合せでは、無煙炭燃焼が難しく、不具合が多発するとのこと。ボイラのトラブルが多いことは確か。

小島委員：石炭火力だと表面にスケールが溜まる。これを落とす必要がある。ミルのローラーが減るということは３か月ではないだろう。

事 務 局：この辺りの話は、Phalai 発電所のインタビューでは細かい話は聞けなかった。
NPSがそうしたプラントの現状をどう捉えているか、第２回で聞きたい。また分

かる範囲で事前情報を持って出たい。

委 員 長：コマツが全世界で稼働しているコマツの機械の状況がわかるようになっているとのことだった。顧客が欲しい時にさっと営業できるとのこと。システムを入れることによりメリットがこんなにある、というアプローチができると良い。

事 務 局：オンラインデータでメンテナンスができないということであれば提案の意味がないが、そんなことはないと思っている。

小島委員：データを取っても解析能力がないと宝の持ち腐れになる。

事 務 局：データがあって、蓄積され、見る習慣ができると能力が上がると考える。

小島委員：データを見るのはメンテナンスの人でなく、オペレーションの人ではないかと想定する。

事 務 局：その点は把握しておく必要がある。

委 員 長：老朽設備の回復についても専門家の派遣など、JICA さんもやっている。

米田委員：基本動作を教えるのに苦労すると聞く。オフラインでも基本的な動作が見落とされているかもしれない。シニアボランティアなども数を増やしていきたい。現場で何カ月かいて、相手国のやっていることがわかることもある。NPS が相手になるか。システムを入れる相手が Phalai 発電所か NPS か。NPS にとってシステムを入れることでメンテナンス時間の大幅削減などがあれば NPS として取り組むかもしれないが、EVN や発電所が相手として適切なのではないか。ボトムアップよりもトップダウンで、上位の人間を先に啓蒙するのが良いのではないか。

事 務 局：EVN は、Phalai は独立しているので発電所のことは自分で意思決定できる、と言っている一方、Phalai は、EVN が株主なのでシステム導入をするとすれば EVN が決めるとの話。EVN は政策的にメンテナンスを独立させるとの方針だったので、NPS は EVN の下に位置するという雰囲気ではなかった。オンラインシステムよりオフラインが優先するか、何がベトナムにとって必要かが見えてくれば、次のステップでアプローチできる。

米田委員：ベトナム人は商売が厳しいと聞くので、このようにすれば利益が大きいと言えば、導入のインセンティブになるのではないか。

委 員 長：４つに分離することは、新しい発電所を作る場合など、少ない予算で大きなパワーを発揮するものを導入し、稼働については発電所に投げることになるかもしれない。発電所は限られた予算で稼働させなければならないという状況であれば、発電所でのシステム導入判断は難しいかもしれない。

横河電機：現地調査で発電に対するアカウントの責任部門が見えなかった。EVN の配電部門なのか、メンテナンス会社に売り込んで、発電会社に提案させるか、どちらにしてもシステムは利用できるので、どこがシステムにメリットを感じてくれるか調べたい。

小島委員：メンテナンス会社が設備診断をやるか。設備診断を責任を持ってやるところに

アプローチすべき。

事 務 局：まだ流動的。データは発電所でないと常時見ることができないことは確か。

小島委員：どのようなメンテナンスを誰が主体となってやることになっているか、が明確でないとシステムを導入してもシステムを生かせない、ということを提案の中で明確にすべき。組織のシステム作りをすべき。

委 員 長：在京ベトナム大使に制御システム見学をしてもらうことはどうか。大使でなくても公使などがくれば、ベトナム側の力のある担当部署が分かるかも知れない。既存のプラントに効果的であることをアピールする方法も。

大熊委員：組織を分けてコストダウンを狙っているのだろう。しかし自分のところだけローカル最適を行うと、全体としての最適化を実現するシステムはできない。大きなミッションの中で、保守のミッションはどこに位置付けられるか、どう分かれているか。

事 務 局：ベトナム側がミッションを分けているというより、他国のモデルに倣っているように思える。例えばオーストラリア。ベトナムの風土に合うか考えているとは思えないが、それなりにやっているので実態に近いか。

大熊委員：提案していることがどう役に立つかを知らしめることが必要だろう。

事 務 局：EVN などメンテナンスは自分たちの仕事ではないと考えている節がある。今のところ話に乗ってくるのは NPS なのでそこに入り込む必要があると考えている。本当の相手かどうかはこれから見極めが必要。

小島委員：オーストラリアはあまり感心できるやり方を取っているとは思えない。ベトナムではトップでそれを決めているかも知れない。

事 務 局：オフラインとオンラインの件、オンライン、オフラインでどこまでできるか。

小島委員：オンラインデータでわかるのは６割まで、４割はオフラインで取る。日常のチューニングで効率を上げる方法、メンテナンスで効率を上げる方法、双方がある。オンライン診断は運用方でやる。オフライン的な診断ではオンラインデータは使えない。オフラインは、人間がパイプの厚さを調べたり、オンラインとは別の世界の話になる。

委 員 長：オフラインデータは昔は紙だったとのことだが、今は電子データ化されている？

小島委員：紙が電子データになっただけで、管理しやすくなっただけ。判断はあくまで人間が行うもの。システムで自動判定できるものではない。

事 務 局：最初は設備診断(オフライン)と管理用(オンライン)をセットで導入、ということも考えたが、役割の切り分けの理解が難しいので、オンラインでの提案に絞った。

小島委員：確かに分かり易いのはオンラインではある。

事 務 局：これらの意見を踏まえて、次の現地調査に臨む。

委 員 長：第２回現地調査は今日の議論を踏まえて、有用な調査になるように。

３．その他

事務局より次回の第３回委員会は２月の中旬から下旬を目途に開催予定である旨発言があった。

以上により委員会は終了した。

以上

別添

第２回
「プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会」
出席者

（敬称略、五十音順）

委員長	大嶋 清治	社団法人研究産業協会　専務理事
委　員	大熊 栄一	株式会社東芝　電力システム社 火力・水力事業部 火力情報制御技術部長
委　員	小島 信幸	東京電力株式会社　火力部 火力エンジニアリングセンター 制御技術担当 スペシャリスト(火力プラント制御技術)
委　員	米田 一弘	独立行政法人国際協力機構　東南アジア第二部長
事務局	長田、青木	
協力企業	富山、増田（中小プラント協力会員；横河電機株式会社）	

(欠席)

委　員	四道 広	社団法人日本プラントメンテナンス協会 研究開発本部長(MOSMS グループリーダー)

1.3　第３回委員会議事録

第３回
プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会
議事録

○日　時：2011 年 2 月 23 日（水）　16:10 ～ 17:20
○場　所：社団法人日本プラント協会 会議室
○出席者：別添の通り

【議事】

１．第２回現地調査結果報告

事務局より配付資料１「第２回ベトナム出張報告」及び配付資料２「啓蒙資料」に基づき説明があり、その内容について引き続き以下の通り議論が行われた。

委 員 長：第２回現地調査ではカウンターパートが NPS に定まり、しかも先方のコミットメントも得られたということで成果があった。停止の理由について話が聴けたか？
事 務 局：ボイラ周りの不具合が原因。理由について突っ込んだ話は聴かなかった。提案しているメンテナンスインフラ設備は、頻繁な計画停止をせざるを得ないという状況を改善する方策として導入するものではない。第１回委員会の際に四道委員からも、不具合を解消するシステムだと言ってしまうと後が大変、仕組みの重要性に焦点を当てた方が良いという指摘があった。
委 員 長：オフラインの情報も重要だとの話も前回の委員会であった。
事 務 局：資料 2-1 について、ODMS(Operation Data Management System)はオンライン、OMSS(Operation & Management Support System)はオフラインのシステムだが、これらがどういう機能を果たすかを啓蒙資料でベトナム側に説明してきた。特にオフラインの方は分かりにくいであろうと考え９ページに図示した。説明の結果理解が得られた。
大熊委員：感触は分かった。もう少し長く現地にいてメンテナンス作業の実態を見ないとこれ以上は分からないであろう。現場の動きを観察しないと深いところまでは難しい。偉い人に話をしただけでは「総論賛成、後は現場に聞いて」で終わってしまう。

小島委員：短い期間で良くまとめられた。短期間で的を絞るのは難しい。メンテナンス支援システムに力が入ってしまったという印象がある。支援システムがあっても心(ノウハウ)がないと上手くいかない。それをベトナム側がどこまで理解したか。これ以上のものを求めるにはメンテナンスの教育が必要。教育しないとシステムを入れても絵に描いた餅で終わってしまう。パイシステムについて、実際はシステムの価格が高価なのでプロセスからの入力点を限定し監視対象を選んで使う。そうするとトラブルに使えるデータが少ないので、結果として使われないのかと思う。やる人のモチベーションとノウハウがないと使いこなせない。Exaquantum もノウハウがないと同じになってしまう。

事 務 局：Exaquantum は DCS と親和性があるのでより良い。システムを作る時には多量のデータによるメンテナンス業務分析が必要。もっとメンテナンス業務を理解した人たちに参加してもらい、現場の保守員の立場に立ったシステム導入をやっていきたい。実務部隊を相手に話さないとどんな問題に直面しているか、どんな機能が Pha Lai として必要としているかを理解するのに限界がある。

米田委員：JICA は PPP を推し進めている。日本企業進出の可能性を考える時、NPS に資本参加してやる可能性はあるか？NPS と JV でやって上手くいけばベトナム全土に展開するということも考えられる。パイロットフェーズの段階から日本企業が入って成果を出していくとやり易い。

事 務 局：可能性としてなくはない。NPS も北部全部を見ているわけではないし、他の地域に対してトライアルでやっている感じがある。上手くいけばこれから対象も増えていくだろう。

米田委員：都市鉄道の ODA 案件では、日本の鉄道会社などにもメンテナンスに参加してもらっている例がある。電力プロジェクトも設備を作るだけではなく、メンテナンスにも参画してもらえると日本の受注の可能性が広がる。

事 務 局：O&M について日本は高く評価されていない。人的な面をどうやるかが課題。O&M のノウハウの移転が必要で、O&M 確立の道を探る必要がある。

２．調査報告書原案について

事務局より配付資料３「調査報告書ドラフト」に基づき説明があり、その内容について引き続き以下の通り議論が行われた。

委 員 長：ベトナム側に対するアンケートへの回答状況は？

事 務 局：催促はしているが、まだ届いていない。

委 員 長：Pha Lai 発電所の停止が多い。

事 務 局：Pha Lai 発電所は独立した会社なので頻繁な停止は経済的にも許される状況では

ないはず。新しい設備を作ってもメンテナンスしないとすぐにダメになってしまう。

小島委員：メンテナンスにはお金を掛けないと効果が上がらない。東京電力でも止まることはあるが復旧までの時間が違う。停止も程度の問題ではあるので、メンテナンスにどの位のお金を掛けるかのさじ加減は経営判断になる。少しずつ取り換えてもどこかで限界がくるので結局は大きな投資をしないと改善しない。現場はそれを分かっていても経営が許してくれない。メンテナンス技術の移転の話でなく経営の話になってしまうとどうしようもない。

事 務 局：今回 Pha Lai にフォーカスしたのは北部の重要な火力であり、メンテナンスも含めた技術移転が効果的だと考えたため。Pha Lai の改善自体がターゲットではなく、メンテナンスを入れ、普及させることが目的。Pha Lai は独立した株式会社なので Pha Lai Ⅰ＆Ⅱの計６ユニットで事業を成り立たせなければならず、経営陣としてはそうした観点から投資を考えるはずだが、今の状況からすると経営が成り立つかどうか疑問。東京電力の場合、例えば鹿島火力単独での事業性を考えるようなことはありうるのか。

小島委員：Pha Lai Ⅰ全体の replace の可能性はないか？長期的に考えてその方が得ということもある。東電でも鹿島のような効率の悪い発電所はバッファとして使っているだけ。部分最適だけ考えてもダメな場合がある。

委 員 長：今回はメンテナンスのモデルケースとしてのシナリオがあるので全 replace とは言えない。報告書のコアとなる内容だけでもアンケートに回答してもらった方が良い。状況を聴くだけでも良い。報告書の 6-4 ページ、「一つは」とあるが、それに対する「二つ目」がない。調査の結論として DCS を入れることで結構かも知れないが。

大熊委員：JICA などの資金の活用についての記載はあるか？

事 務 局：7.1 で JICA と JBIC の資金の紹介をしてある。

小島委員：6.2.3(6-15 ページ)では、システムそのものの啓蒙だけではなく、TPM(Total Productive Maintenance)などのシステム導入や教育の必要性についても提言した方が良い。

事 務 局：四道委員からも同様のコメントをもらっている。

委 員 長：報告書全体の括りが必要ではないか。調査のタイトルに「途上国への」とあるが、今回はベトナムを例としてやったということ。CO2 削減の視点もある。停電の原因を明らかにしてメンテナンスシステムの有効性を説明し、理解してもらったということ。但し、その実行に当たっては意識の問題や教育の問題もあるし、国のレベルでのメンテナンスに対する認識の向上や経営トップの決断もないと難しかろう。ベトナムで上手くいけば他の国にも展開できるであろうということではないか。

佐藤(横河)：ソフトの提供だけではなくサービスの部分にも踏み込んでいかないといけないと感じた。

丸山専務：まとめた結果の実現を是非。結言がないといけない。初志はそもそも日本のプラント設備の展開につなげること。そういったことを踏まえた結論を書くと良い。場合によっては第８章を加えてそこに結論を書く。温暖化対策についても触れる。Pha Lai だけでなく横展開もすることを考える。場合によっては全 replace も含めて。メンテナンスを通じて日本の技術を広めていくと。結論のところでそういったまとめが必要。

３．その他

特になし。

以上により委員会は終了した。

以上

別添

第３回
「プラント・メンテナンス・インフラ構築・導入調査研究委員会」
出席者

（敬称略、五十音順）

委員長	大嶋 清治	社団法人研究産業協会　専務理事
委　員	大熊 栄一	株式会社東芝　電力システム社 火力・水力事業部 火力情報制御技術部長
委　員	小島 信幸	東京電力株式会社　火力部 火力エンジニアリングセンター 制御技術担当 スペシャリスト(火力プラント制御技術)
委　員	米田 一弘	独立行政法人国際協力機構　東南アジア第二部長
事務局	丸山専務、長田、青木、武田、杉田	
協力企業	佐藤、増田（中小プラント協力会員；横河電機株式会社）	

（欠席）

委　員	四道 広	社団法人日本プラントメンテナンス協会 研究開発本部長(MOSMS グループリーダー)

2. 海外調査記録

2.1 第１回海外調査記録

2011/1/17

海外調査記録（第１回）

I. 概略報告

出張期間　2010/11/22 – 11/30

出張者　JCI　阿部、武田、青木

横川電機　富山

他に、Yokogawa Vietnam から 2 名が Attend

訪問先　Institute of Energy

調査チームの Counter part として打ち合わせアレンジ及び通訳

EVN　ベトナム国営電力庁

Phalai-発電所　調査対象の石炭火力発電所

NPS　ベトナム北部地域を管轄する Maintenance Service 会社

経過

１．IE を訪問し、JCI による今回の調査研究の主旨を説明(添付資料１)し、協力を要請。主旨を理解いただき、EVN 訪問および Phalai 発電所におけるインタビューのアレンジ、さらにそれぞれの訪問時に通訳を無償で実施いただいた。

ただし、今後のさらなる協力は、何らかの Agreement をベースにして有償とすることで合意した。

2. EVN を訪問、Technical & Operational Dept.の Director、Mr. Hung よりベトナムの電力事情、EVN の体制再構築などについて説明を受けた。

この中で、Phalai を含む北部地域の火力発電所のメンテナンスは Phalai のメンテナンス部門を独立させ、北部地域全体のメンテナンスを実施する体制とした、という説明に調査団としては関心を持った。

また、メンテナンスに重要な要素として以下の 4 点を指摘：

1. 情報収集システム
2. Experience staff
3. 予備品
4. Tool/Equipment

その後、IE への説明時に用いた添付資料 1 で JCI の Mission について説明、システムの導入に関する判断は Phalai 発電所の Management が決定する、とのことなので、Phalai 発電所での話が重要になる、と理解した。特に、Data の一括集中管理、分析という機能の導入を考慮すると、システム提案は将来の話、ということになるが、NPS との打ち合わせは必須になると思われ、当初の予定にはないがその会社を訪問し

なければならないと理解した。

3. Phalai 発電所訪問

Phalai 発電所は Hanoi から車で 2 時間ほどの距離にあり、Yokogawa Vietnam の手配した車、2 台で訪問。IE の Mr. Thong が同行し、通訳をしてくれた。

発電所の技術部門の Top, Mr. Thinh がインタビューに答えてくれた。Phalai-I, II それぞれの運転状況、メンテナンスの実施状況の説明があった。Phalai-I は 3 カ月のインターバルでの計画停止、点検と 2 年に 1 回のオーバーホールで何とか計画外停止を避けることができている、また Phalai-II は 6 カ月間隔の計画停止、点検と 4 年に 1 回のオーバーホール、という話であった。

メンテナンスシステムの紹介と導入に関しては、EVN が決めることと言っていた。

4. NPS 訪問

NPS は Phalai 発電所のメンテナンス部門が独立したもので、オフィスは Phalai 発電所と隣接していた。

NPS は Phalai 以外の北部地域全体をカバーしているメンテナンス会社。

NPS との面談は予定外であったが Yokogawa Vietnam の尽力で実現した。

急な訪問にもかかわらず Mr. Thu(Deputy General Director)以下、6、7 名が出席してくれた。システムの主旨説明の後、メンテナンスインフラのセンターシステム導入を考慮できるか打診した。

興味があるので、詳細を聞きたいということであり、次回の訪問を約束した。

第 1 回の出張時の要点をまとめた。

Phalai 発電所の運転は頻繁な計画停止で何とか維持されている印象。

EVN が株式を 50%以上有しているとは言え、Phalai 発電所は株式会社であり、収益性を高める責任が経営者にはあると考える。メンテナンスの効率化、質の向上のための情報システムの支援の必要性は高いと判断できる。

今回の調査研究の目的の主要なテーマは情報システムの支援によるメンテナンスの高度化を掲げ、その認識を高める啓蒙活動であったが、その点は NPS が十分理解している様子なので、一気にシステム導入の Feasibility Study(FS)提案に持っていくことを考えている。

以下、詳細出張報告

11/22 IE との打ち合わせ

9:00 － 11:00

出席者　IE　International Relations

Dr. Tuan A. Nguyen/Director, Mr. Nguyen Van Thong

Mr. Doan Ngoc Duong/ Director

Yokogawa Japan　Mr. Tomiyama

Yokogawa Vietnam　Mr. Khoi

JCI　Mr. Abe, Mr. Takeda, Mr. Aoki

打ち合わせ

- IE の Business Scope について紹介された。Electric Power （原子力、水力、火力）及び Energy 分野でのコンサルタント業務を実施している。ハイフォン発電所建設プロジェクトでは、20 名のスタッフを送り込んでいる。また付属研究所での、開発研究も実施している。
- Development に関する Consulting、日本の企業では北電、TEPSCO, J-Power などと協業関係を持ったことがある。東電とは 1,100KV の超高圧送電に関する共同研究を実施している。ベトナム南北間の電力網の接続のため。日本以外の国との交流もあり、中国は南方電力網との協力がある。
- JCI はよく知っている、とのことで紹介は省略、新しいパンフレットと CDM の紹介カタログを渡しておいた。
- 今回の Research Study の Background と目的、Phalai の状況から見て取れる Findings を示し、最終的にメンテナンスに役立つ情報システムについての構想を示した。(用意した資料で説明)

  主旨は理解したと思うがメンテナンスの具体的な話には乗ってこなかった。

  IE は電力セクターのオペレーション/メンテナンスの分野に関しては今までのところ関与していないとの説明がなされた。JCI からは、最近新規の大型設備投資はメンテナンスとのパッケージでメーカーを選定する傾向が増加する傾向にあり、今回の JCI の調査プロジェクトが IE にとっても有益なものになる可能性があることを説明した。
- 今回、JCI からの協力要請に対して、対応できる範囲は限られている。Collaboration に関する何の Agreement もない。具体的に、IE に何を期待するかを明確にしてほしい。Agreement なしでできる範囲かどうかを判断する。(IE)

  今後の調査の進展の中で、具体的に協力してほしいことが明確になった時点で、必要があれば Agreement の話もありうるが、今の段階では何とも言えない。(JCI)
- CDM 開発の部門もある、とのことであった。この部門とは機会を見て接触したいと思う。
- 木曜日に EVN 及び Phalai 訪問結果をレビューする会議を IE で開催することで同意した。
- 現在ベトナム国内の発電所の経営面での形態は、大きく分けて次の 3 種類に分類さ

れる。

① EVN の完全コントロール下

② 株式所有による EVN による間接コントロール下

③ 独立系

11/22 EVN との打ち合わせ

14:00 － 15:30

出席者 EVN　Mr. Do Mong Hung/Director, EVN

Mr. Vo Viet Dung/Power Generation Department、EVN

Yokogawa Japan　Mr. Tomiyama,

Yokogawa Vietnam　Mr. Nguyen Xuan Khoi

JCI　Mr. Abe, Mr. Takeda, Mr. Aoki

打ち合わせ

－ Mr. Hung より、ベトナムの電力事業の状況について説明を受けた。電力需要の伸びは大きく(2010 年は 14%の需要増加を記録している)、需給のひっ迫状況はあまり改善されていない。特に少雨の影響で、今年はベトナム国内全発電量の 34－36%を占める水力の発電量が落ち、4 月－6 月の Dry season には電力を Cut off せざるを得ない状況であった。

－ 電力不足に対する設備投資の優先順位は、電力不足の問題が深刻な現状では、新設火力への投資を最重視している。その次に既設火力発電所への改善投資、という位置づけである。既設への改善投資の為には設備の長期稼働停止が前提となり、さらなる需給のひっ迫を招くため、実際の実施が困難な状況にある。とはいえ 2014 年までには、既設火力発電の改善も幾分かは見込まれている。

－ Phalai II が運開直後の 2003 年から故障による計画外停止が頻繁である状況についてどう考えているかを聞いたところ、

・Phalai II は 2010 年の End に大々的なオーバーホールを予定している。ただし実施に関しては工期短縮が課題となっている。

・Phalai II に関して、運転スタート直後はトラブルによる長期停止を余儀なくされたが、その後徐々に改善されるという火力発電所の典型的な傾向を辿っている。

・ベトナム産の石炭は無煙炭で燃焼が難しい、不具合が多発するのもやむを得ないと考えており、2015 年まではこの状況は継続する予定。ただし中部や南部では輸入炭を用いている。

・2015 年以降は輸入炭になり改善される（？）。長期停止の主な原因は、ボイラー特にスーパーヒーターやエコマイザーのトラブルである。

・機器の寿命に関して、主要機器は 30 年、制御機器は 15 年と見込んでいる。
・電力需給関係に余裕が出れば、1974 年稼働開始のミンビン及び 1983 年稼働開始の Phalai I のリハビリを実施したいと考えている。ただし実施に関しては、他の Stakeholder の同意を得る必要がある。
・Phalai II は最近は状況改善が図られ、稼働も年間 7000 時間になっており、問題視していない。(計 70 億 kWh の発電量)
・良くなったといっても月 1 回は故障で Shut down している。運用コスト面で問題ではないか、というというに対して Account 部門は分かれていて、その部門の問題という認識であった。

－ MOIT (Ministry of Industry and Trade) が国内の電力セクターの Restructuring の検討を進めており、Transmission Company は 2 年前, Distribution Company は今年、既に EVN から切り離されている。(責任の範囲は流動的と言いたいのか？) Distribution Company は 10-110KV の送電ライン、Transmission Company は 220-500KV の送電ラインを担当している。

－ 設備稼働率への貢献度として、メンテナンス 50%、オペレーション 50%と考えている。

－ Maintenance は重要だと認識している。Phalai のメンテナンス部部門を切り離し Maintenance Service 会社 (NPS という) を独立させ、北部地域の発電所の Maintenance はその会社が一手に引き受けてやっている。Phalai の場合は、Maintenance もその会社に委託されている。NPS は 700 人の陣容。

－オペレーターは 3 年でのスキル習得が可能と考えているが、メンテナンスには 3 年以上必要と考え散る。

－ Maintenance で重要なのは、

1. 情報収集システム
2. Experience staff
3. 予備品
4. Tool/Equipment

と考えている。

情報システムの重要性の認識があったのは意外であった。

1 社ですべてが完結している日本の電力会社と、複雑な組織構成からなる EVN とは、基本的に異なる。

－ 情報収集の集中化を考慮したシステムを見せたところ、日本のどこかで実績があるのか、と聞かれたので YES と答えた。このシステムには故障分析の機能があるのかと聞かれた。自動的な分析を念頭に置いているようだったので、故障の分析、解析は人間がやることで、システムは情報提供して人間の解析の Assist をやるに過ぎない、と説明したが理解したか？

- システムを導入するかどうかの判断は Phalai 発電所の Management が決定する、とのことなので、Phalai 発電所での話が重要になる、と理解した。特に、Data の一括集中管理、分析という機能の導入を考慮すると、システム提案は将来の話、ということになるが、Centralized Maintenance Service Company との打ち合わせは必須になると思われる。当初の予定にはないがその会社を訪問しなければならないと理解した。
  IE にその Arrange をお願いすることになる。
- Phalai の調査の後、また会いたいと言ったが、IE を介してお願いするしかなさそうである。Mr.Hung は親しみやすさのある好人物であったが、まだ JCI として懐に入り切れていない。IE との関係を確実にした上で、次の段階として JCI を EVN に直接交渉の相手として認められるようにする必要がありそうである。
- CO2 削減を考慮した DCS の Replace の話をしたいので、来週また打ち合わせの機会を持ちたい、今後 IE を介さないで直接コンタクトしたいと申し入れたが、IE を通してくれ、と言われた。

色々な状況を考慮すると、IE の有効活用は不可欠と思われる。また、EVN の Director は通訳を介しての話し合いとなった。ある程度、英語を理解するようだったが全て回答は通訳を介した。通訳は IE の Mr. Thong がこちらからお願いしたわけではないのに買って出てくれた。

IE には感謝しなければならないことが多い。今後の IE の Contact person は Mr. Hoang Tien Dung が務めてくれるようである。彼は当初からいろいろと JCI からの依頼を受けてくれていた人であるが、海外出張があり途中から Dr. Tuan が引き継いでくれていた。午前中の会議に彼は出席していなかったが、今後 IE 側の窓口としての役割に期待したい。

Phalai I の DCS の Replace に絡めた低炭素化の FS の話は、EVN の意向もあり、Phalai 発電所の Management に申し入れるが、IE（CDM 部門）と組んだ方がうまくいくかもしれないと思われる。

本日の Phalai 発電所での申し入れとは別に、Mr. Tuan に相談することとしたい。

11/23 Phalai I/II 発電所での打ち合わせ

14:15 － 16:45

出席者 EVN　Mr. Nguyen van Thinh / Head of Technical Department- Phalai P/S
Mr. Vo Viet Dung/Power Generation Department、EVN
Yokogawa Japan　Mr. Tomiyama, Mr. Kuniyoshi, Mr. Ohta
Yokogawa Vietnam　Mr. Nguyen Xuan Khoi
JCI　Mr. Abe, Mr. Takeda, Mr. Aoki

打ち合わせ

- Mr. Thinh より、Phalai 火力の状況について説明を受けた。
  Phalai-I は 1983 年に稼働開始、Phalai-II は 2001 年稼働開始した。
  Total で 1040MW の発電容量があり、北部地域の 1/6 の電力をまかなっている。
  電力需給が逼迫する中で、電力供給をし続けなければならない重要な電源である。
  Phalai-I（110MW 4 ユニット） は 3 か月運転し、7 日間点検のための停止を年間を通して繰り返している。この周期での点検をする限りは問題なくプラントの運転を継続できる。
  Phalai-II（300MW 2 ユニット）は 6 か月運転し、7 日点検の周期で運転。
- 4 年に 1 度のオーバーホール、2 年に 1 度のセミ・オーバーホールを実施している。
  - 短期間で点検を余儀なくされる最も Critical な装置は Boiler, AH, FGD, Mill である。トラブルの主要因は石炭中灰分に依るものか聞いたところ、灰の問題は Critical ではないとの回答があった。AH, FGD についてはガス温度高やガス中 Moisture によるトラブルがある。(腐食トラブルがあるものと推定される）これらが問題なければ、もう少し Maintenance Interval を長くできると思う。
- 保守要員は発電所にはおらず、外部に委託している。故障の修理は緊急の場合以外は Open bid で発注している。Daily の Maintenance は北部地域の Maintenance Service Company が請け負っている。
- Operation Data は 3 か月分の Hourly Data を蓄積している。故障発生時、原因分析のために 3 か月遡って Data を見ることができる。保存する Data の Interval はメーカ標準による。(CD に Data を保存していると言っているが、どのように履歴データを管理し、再現するかはわからない。)
- Maintenance のシステムを改善するとすれば、Phalai-I を優先する。今は Plant を停止させるわけにいかないが、何年か先には DCS の更新も考えているので、その時には Yokogawa も Invite する、と言っていた。(5 年前に更新の計画はあったが政府から許可されず現在に至っている)
  Maintenance システムの概念図を示し、導入を考えられないか尋ねたが、EVN が決定することと言うにとどまった。
- Phalai 2 の年間運転時間は 7,000 時間を達成しており、Phalai 1 もそれに近い時間である。プラント効率は Phalai 2 の方が高い。
- 運転・点検・故障の履歴データについては具体的な Questionnaire を出して、後日回答を送ってもらうことになった。
- 打ち合わせののち、Phalai-I, II の現場見学をさせてもらった。中央制御室とタービンフロアのみの見学であった。Phalai-II の計装制御は横河製で、Phalai-I の計装品はかなり古く旧式（旧ソ連製）で、更新が急がれる状況であった。

11/25 JICA ベトナム 打ち合わせ

11:00 － 12:00

出席者　JICA ベトナム　坂井所長

JCI　　阿部、武田、青木

横河電機　富山

打ち合わせ

- 当初、JICA 事務所を訪問する予定はなかったが、JICA の電力専門家が駐在しているのと思われるので JICA 東京に照会したところ、電力セクター担当（坂井氏）を紹介してくれたのでアポを取り訪問した。
- JCI より今回の調査研究の主旨と現地調査の状況について説明し、JICA ベトナム事務所が持つ情報をお聞きした。
- 数年前に中電、JBIC,　JICA が参加して Phalai 火力の運用改善のための Operation の標準化に関する調査事業があったとのこと。調査の記録が JICA にあるはず、とのことなので別途参考にさせてもらうことにした。(即日、坂井所長より Report を入手、この Report に記述されている Action Plan は多岐にわたっているが、どこまで実施されているのか不明。)
- この調査段階でメンテナンスシステムについての提案も行ったが、各発電所ともあまり関心を持たなかった、との印象があるようだ。坂井所長からの調査報告を見る限り、そうした Maintenance System の提案とその反応は見られないが、さらに確認を要する。
- 今回の調査活動のターゲットとしては、Maintenance System への理解を深める啓蒙活動においている、と説明。今後の活動として、前回の調査内容を踏まえた展開が求められると感じた。
- 今年から来年にかけて、JICA が公示にかけた石炭火力 CO2 削減の調査事業がスタートしている、との紹介あり。具体的な公示内容の文書をいただいたが、短期間の割にはかなりの深い内容が求められていることに驚いた。どこが受注したかわからないが、調べておきたい。(東南アジア 2 部 6 課の菅沼氏が担当)
- ベトナムの電力関係の Maintenance についての文献などを聞いたが、EVN を含めて見たことは無いとのことであった。
- 坂井氏より、ベトナム電力セクターの概観と問題点（含む JICA のアプローチ)、円借款による発電所整備支援の資料を受領した。

11/25　IE との打ち合わせ

14:00 － 15:00

出席者　IE　International Relations

Dr. Tuan A. Nguyen/Director, International Relations

Mr. Nguyen Van Thong, International Cooperation Department

Mr. Doan Ngoc Duong / Director

Mr. Nguyen Duc Cuong / Director,

Center for Renewable Energy & CDM

Yokogawa Japan　Mr. Tomiyama

JCI　Mr. Abe, Mr. Takeda, Mr. Aoki

打ち合わせ

- IE との今後の関係について、Dr. Tuan から JCI が Counter part として EVN 或いは Phalai 火力発電所と Maintenance に関する具体的な話が固まった段階で、あらためて IE に何を期待するかを申し入れてくれれば、IE としては協力をする。(IE はサービス提供会社であり何かを依頼するに当たっては、Agreement を締結して原則有償で協力を依頼しないと思い通りには進まないと思われる)
- IE の CDM 担当を紹介された。CDM とは別のスキームである二国間の合意に基づく方法論をベースとした CO2 削減プロジェクト開発のための FS を一緒にやろう、という提案をした。Phalai-I の DCS の更新に伴う CO2 削減をインセンティブとした FS については、JCI がまず EVN あるいは Phalai 発電所の同意を取り付けることが先決、その後に IE として参画できる、ということであった。
- Phalai 発電所は来週月曜日の JCI/横河の上記 FS の Presentation を受けることはできない旨伝えてきたので、JCI は主旨の説明とプレゼン資料を EVN, Phalai 発電所、および IE にまず送る。その後、継続的に話を進めていくこととした。
- 北部地域のメンテナンス会社への Maintenance System のインフラ導入提案は、横河ベトナムの Mr. Khoi に月曜日にアポを取るよう依頼。Khoi さんへメンテ会社のアポをとるための目的を記したメールを本日中に送ることにした。

11/30　NPS との打ち合わせ

14:00 － 15:30

出席者　NPS　North Power Service Joint Stock Company (NPS)

Mr. Pham Van Thu, Deputy General Manager of Production

Mr. Nguyen Van Tinh, Manager of Mechanical and Heat Equipment Maintenance Workshop

Mr. Phung Van Son, Deputy Manager of Automated & Controls Equipment Maintenance Workshop

その他、3，4名（女性も一人参加、システムには詳しそうだった）

Yokogawa Vietnam　Mr. Chu Thai Duong

JCI　Mr. Aoki

打ち合わせ

- これまでの経緯を説明した後、メンテナンスインフラ構築による日々のメンテナンスの効率化と質の向上、プラント運転データの長期間の蓄積とその履歴データに基づくメンテナンスの高度化の構想について説明。
- 最初はシステムを導入すれば高度なメンテナンスが可能になる、と言っていると勘違いしているように思えたので、次の点を明確に伝えた:
  ＊あらゆるプロセスデータ、ON/OFFデータを少なくとも5 - 10年間蓄積すること
  ＊蓄積した履歴データを活用しながら、故障解析や事故解析の経験を知識ベースとして蓄積する。
  ＊システムはそうした情報の蓄積、検索を支援する。データの再現／表示については横河のエグザカンタムのカタログを紹介
- なかなか理解してもらえないかもしれないけど、と言ったら、よく理解できる、その通りだ、と述べてくれた。　非常に興味があるので、もっと詳しい情報が欲しいと言ってくれた。
- 次回の訪問時に提供する、と約束したが、具体的に何を提供すれば満足してくれるのか、不明。

以上

2.2　第２回海外調査記録

2011/2/23

海外調査記録（第２回）

出張期間　2011/1/25 – 1/27

出張者　JCI　青木

横河電機　富山

Yokogawa Electric International　Mr. Toh Hoon Chew

他に、Yokogawa Vietnam から２名が Attend

訪問先　Institute of Energy　調査チームの Counter part として打ち合せアレンジ

Phalai-発電所　調査対象の石炭火力発電所

NPS　ベトナム北部地域を管轄する Maintenance Service 会社

EVN　ベトナム国営電力庁

JICA ベトナム

経過・報告

1. 前回出張時に続き、IE 再び訪問し、JCI による今回の調査研究の進展状況の説明と今後の展開の見込みを説明した。ベトナムにおける発電所のメンテナンス・インフラの導入に係る啓蒙活動と、具体的なプロジェクト開発への協力を要請。
   今後の協力関係構築について､前回の訪問時に約束した Agreement のひな形を提示し、了解された。
2. Phalai 発電所を訪問、技術責任者の Mr. Thinh と打ち合わせを実施した。前回訪問時に Phalai 発電所が抱える問題点とそのメンテナンス体制をヒアリングしたが、その状況に対する具体的な改善施策は具体的に発電所として考えられていないことが明らかになった。メンテナンス業務そのものは、メンテナンス会社に移管されており積極的にどう改善したい、という考え方は持ち合わせていないことは分かっていたが、前回出張時に統括メンテナンス会社で説明したメンテナンス体制の抜本的な再構築について簡単に説明しところ、関心を示した。さらに Phalai-I へのメンテナンスシステムの導入の前提として DCS のリプレースの早期実施を勧めた。DCS のリプレースに際して、まず FS の実施が望ましいこと、この FS の費用は日本の Public Sector（METI/JBIC/JICA 等）の Fund が活用でき、かつ FS では CO2 削減量を測り、その削減量に見合う Revenue が期待できる、と説明した。
   Mr. Thinh は最終的に、メンテナンスシステム、DCS リプレースのどちらにも強い関心を示し、テト明けの Phalai 発電所の取締役会で提案し、自らも後押しする、と明言してくれた。
   さらに、メンテナンスシステムの具体的な説明とデモを、発電所との打ち合わせ後に NPS で実施する予定であったが、Phalai 発電所からもスタッフを出席させて欲し

いと考えていたが、言い出す前に Mr. Thinh が自ら申し入れる積極さを示された。なお、前回の訪問時に依頼したプラントのメンテナンス状況のアンケート回答をお願いしたところ、２月の中に出してくれる、という回答であった。

3. NPS 訪問・・・前回訪問時に、メンテナンスシステム・インフラの構想を説明した際、更に詳細を説明してほしいとの要望を受け、今回資料を準備し、プレゼンを実施した。さらに、具体的なシステムのイメージを理解してもらうため、一つの事例として、同行いただいた横河電機の標準システム（Exaquantum）をデモしてもらった。説明の骨子は以下の通り：

- NPS がベトナム北部の発電所の統括メンテナンス会社として機能することを前提に、メンテナンスにかかわるすべての情報を電子情報で集約・管理するシステムを設置。
- システムは大きく分けて、ODMS と OMSS からなり、ODMS は主としてオンラインデータ、OMSS はオフラインデータを管理する。
- ODMS へのオンラインデータは DCS から LAN 経由で読み込む。DCS が設置されていない Unit に対しては、まず DCS 導入を実施する。
- ODMS は発電所と NPS 本部の両方にまったく同じ機能が設置され、発電所に常駐する NPS のスタッフが活用できると同時に、NPS 本部でも同じデータを読むことができる。
- OMSS はいわゆる設備診断システムに相当し、機器ごとの設備診断カルテ、関連ドキュメントのすべてを電子化し、即応性の高い検索が可能とする。
- オンラインデータ、オフラインデータの蓄積、それらのデータベースによって支援されたメンテナンスワークの結果の履歴を知識ベースとすること、ネットワークを介して NPS がカバーするすべての発電所を対象とするメンテナンス・インフラ構築でより効率的、より質の高いメンテナンスを NPS のスタッフ自らの努力で、長期的視野で達成すること、それが提案の趣旨であると説明、NPS は是非実現したい、と言ってくれた。
- 全てのデータベースは基本的に NPS でのみ管理され、二重管理とならないことを前提にシステムは構築されるべきこと。

4. EVN 訪問

Phalai 発電所、NPS での啓蒙活動を兼ねたメンテナンス・インフラのプレゼンに対する Positive な反応を踏まえて、EVN に対し面談を申し入れた。

面談には、前回の訪問時に Director の Mr. Hung と同席していた実務担当者の Mr. Dung 一人が対応してくれた。

ちょっと心もとなかったが、Phalai 発電所の問題点の詳細を把握しており、JCI からのプレゼンの詳細の話にも理解を示していたことから、かえって良かったと思われる。

Phalai-I の DCS のリプレースが最優先の課題と認識していたようだったが、メンテナンス・インフラの必要性についても理解し、会議の最後に DCS のリプレースとメンテナンス・インフラの導入とで、FS を実施するとすればどちらを優先すべきか、と問われた。

メンテナンス・インフラの導入の前提は DCS が導入されていることを考えると、Phalai-I への DCS の FS を先に実施し、その後にメンテナンス・インフラ導入の FS が順序だろう、と答えた。

Mr. Dung は EVN として DCS の FS 実施を Phalai 発電所の取締役会に働きかけをする。EVN は 30%の Phalai 発電所の株主として取締役会に取締役を出しているが、JCI は技術責任者の Mr. Thinh だけでなく Phalai 発電所の取締役にも直接コンタクトするように、とも勧められた。この真意は測りかねるが、当面は Mr. Thinh を窓口として進めていこうと考えている。

5. JICA 訪問

最終日(1/27)、JICA を訪問し今後の活動への理解と支援を得ることを目的に経過説明と情報共有を図った。

昨年 11 月の訪問時は坂井さんに対応いただいたが、今回は坂井さんの後任の村上さんに、坂井さんとともに話を聞いていただいた。

村上さんは非常に積極的に関心を示され、今後のベトナムでの事業展開に何らかの形での支援を頂ける感触を得た。

また、村上さんの経験として、フィリピンで類似のシステム構築を推進していたということであった。推進主体は日本工営ということであったが、北陸電力での経験が背景にあるようであった。

JCI の発展途上国へのメンテナンス・インフラ構築の対象はベトナムだけでなく、東南アジア各国をターゲットとしており、フィリピンへの提案も考えている、と紹介した。よく聞くと、日本工営の仕組みと目的は JCI のそれとは異なるようであり、共存できると判断した。

今後、機会を見てさらに情報共有を深めたいと考える。

総括　２回のベトナムへの出張、調査活動で本調査研究の目的をほぼ達成できたと考える。

ベトナムの火力発電プラントのメンテナンスは多くの問題点を抱えており、改善することが求められている。

また、NPS というメンテナンス会社が北部地域の発電所のメンテナンス全体を担当しているという状況を考慮したメンテナンス・インフラが求められる、ということ。

Pha Lai 発電所、NPS、EVN はそれぞれの立場で、よりよいメンテナンスの仕組みを望んでおり、啓蒙活動によって紹介したシステムの導入に前向きの考えを示すに至ったこと。

具体的な進展としては、Pha Lai 発電所の技術責任者、EVN はメンテナンスシステム導入に向けて、まず Pha Lai Ⅰの DCS のリプレースに合意した。
また、NPS もメンテナンスシステムの導入に積極的な姿勢を示しており、問題は投資の優先度に絞られたこと。
投資の優先度については、CO2 削減による Emission Trade をインセンティブとして紹介し、大いに興味を示された。
具体的なシステム導入に向けての環境整備を大いに進めることができたと考える。

以上

3. 啓蒙資料

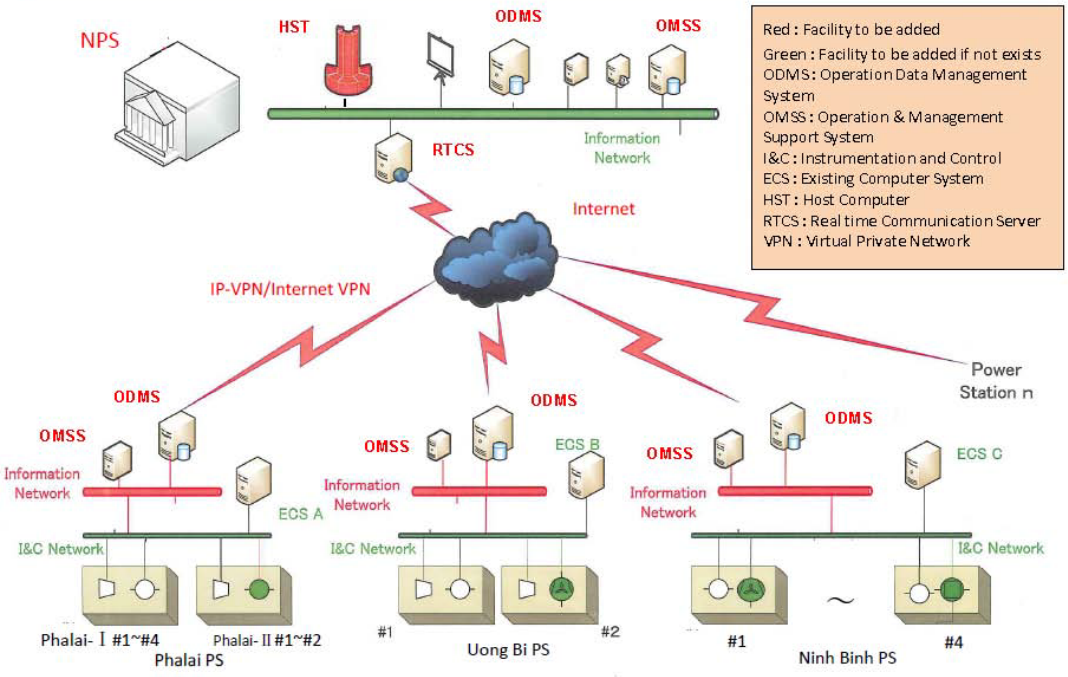
3.1 Conceptual Framework of Power Plant Maintenance

Conceptual Framework of Power Plant Maintenance

January 2011

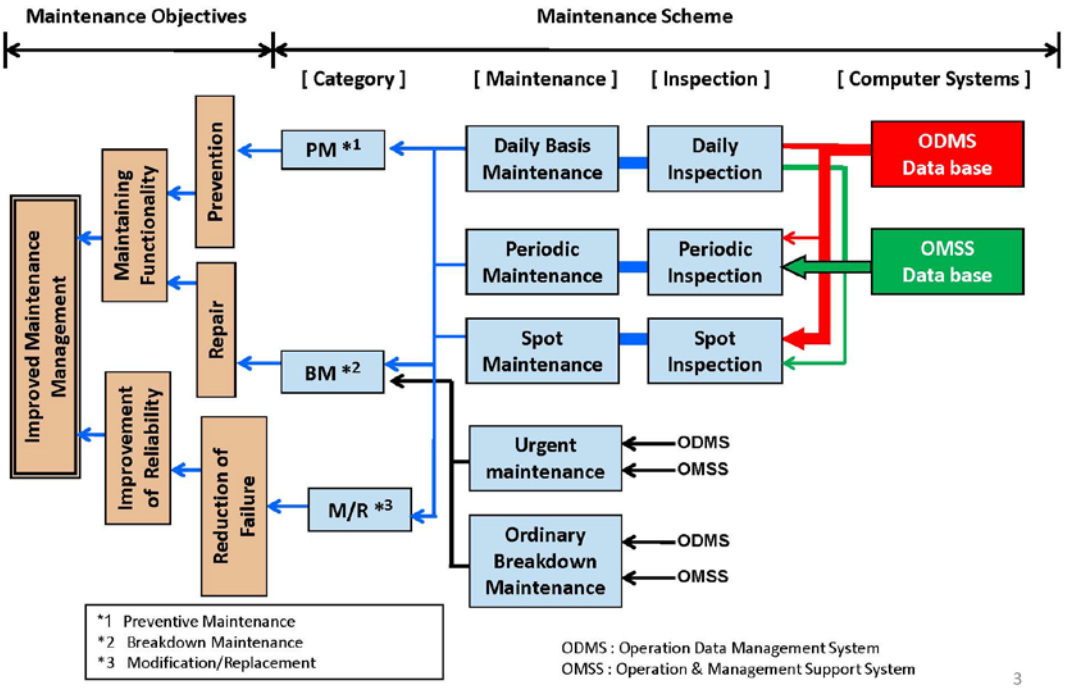
Japan Consulting Institute

Conceptual Chart of Power Plant Maintenance



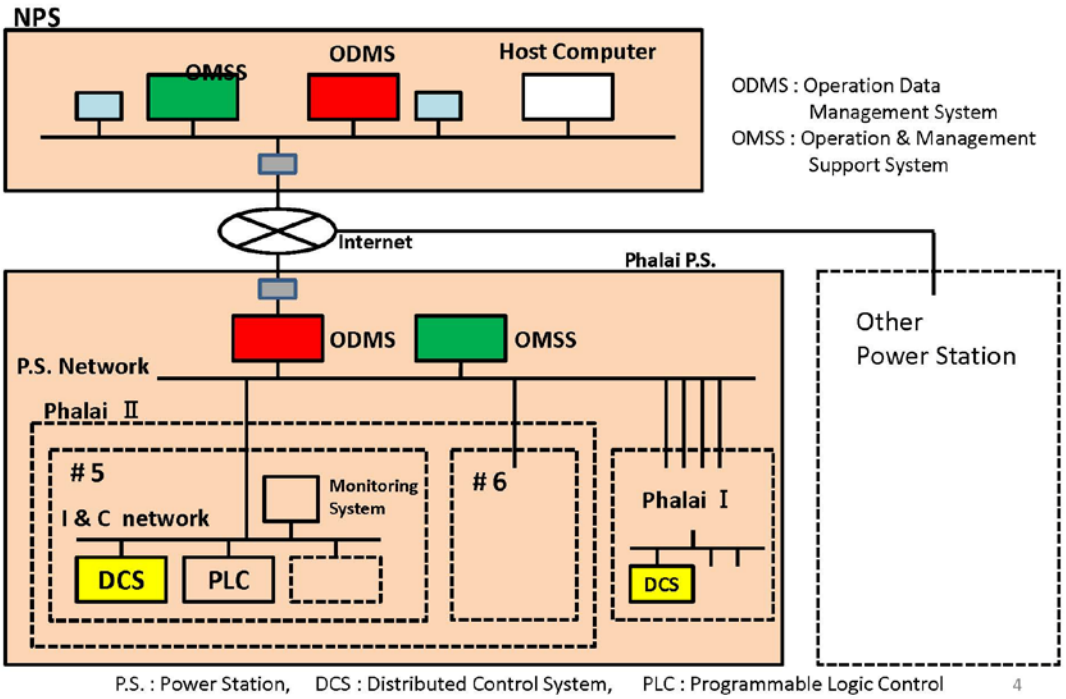
2

Concept of Maintenance Structure



3

Centralized Power Plant Maintenance System



4

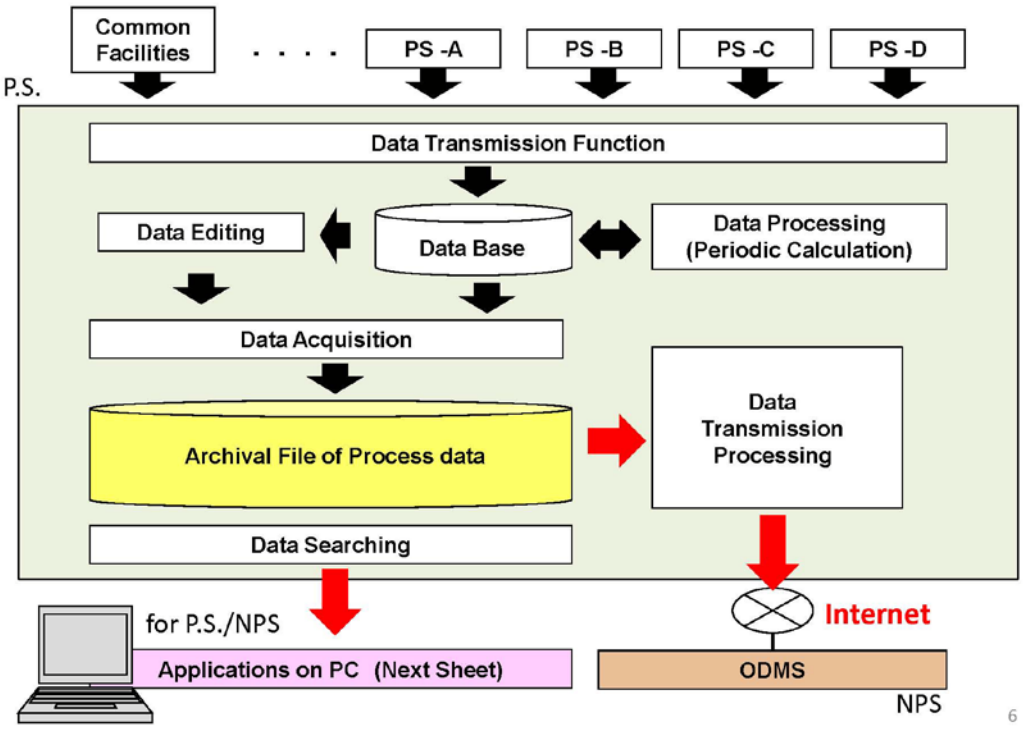
Power Plant Maintenance related Function Constitution

Task		Support Application	Computer System Configuration	
NPS Business Operation Management		Maintenance & Management Support	Host Computer	NPS
Power Station Maintenance & Management			OMSS	**NPS**
Plant Operation Management	Plant Equipment Maintenance	Off-line Data Management Support		
	Plant Operation Data Management	**On-line Data Management Support**	**ODMS (ex. Exaquantum)**	**P.S./ NPS**
Instrumentation & Control		On-line Monitoring Support Service	DCS & Others	P.S.
		Automatic Control		

OMSS : Operation & Management Support System
ODMS : Operation Data Management System
P.S. : Power Station

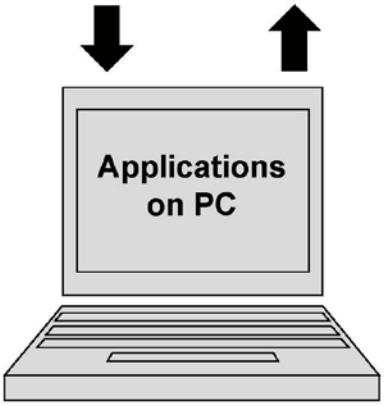
5

ODMS System Configuration



6

Functions for Maintenance based on On-line Data



- Historical Data Retrieval
- Process data graphical Display
- Daily Log Sheet Display
- Performance Test Recording
- Plant start/stop loss management
- Alarm status trend management
- Auxiliary machine operational hours management
- Optional logging data reporting

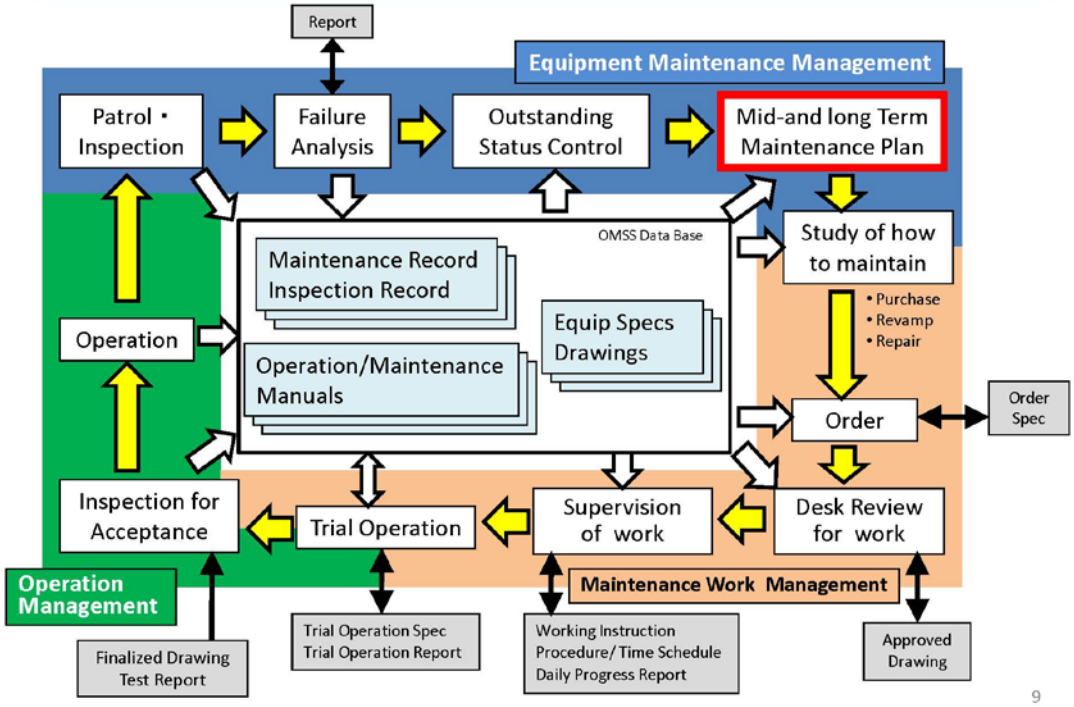
7

Functions of ODMS

Category	Functions
Historical Data Retrieval	• Trend graph display on historical data basis • Multiple trends display overlapped on the screen • Scatter chart display
Processed Data	• Calculated Data such as lapsed-time, average, integrated value, and so forth
Operation Data Graphic Display	• Real time Operation Data display as trend graph, bar chart, circular chart, etc.
Historical Message Data Management	• Alarm On/Off, Equipment status On/Off, Message display • Status change frequency graph display • Replay of past event in chronological order
Thermal Efficiency Management	• Thermal Efficiency Monitoring • Evaluation of heat loss during Plant Start/Stop • Performance Test Report
Report Generator	• Power Generation Log • Energy Management Log • Environmental Impact Log • Fuel Consumption Report

8

Life cycle of equipments in terms of Maintenance



9

Functions of OMSS

Category	Examples
Relevant Information of Plant/Equipment	• **Ledgers** • **Maintenance/Inspection history** • **Lifetime remaining** • **Pending matters taken over to next periodical maintenance or spot maintenance required**
Drawings of Plant/Equipment /Piping/Electrical Wiring, etc.	• **Searchable from Ledger** • **Searchable by identifying attribute such as name of equipment, unit, P.S. name, etc.**
Diagnosis Support for Plant/Equipment (Function, Performance, etc.)	• **Diagnosis by Remaining lifetime or Failure history** – Occurrence of Failure (Time, Day, Year) – Temporary measure for primary cause – Root cause and permanent measure – Preventive action to other equipment in other unit, other P.S., etc.
Maintenance Planning Support	• **Evaluation and Planning of interval of Periodic maintenance in terms of whole plant level, equipment level, etc.** • **Planning of maintenance based on Information of Plant/Equipment, Result of diagnosis for Plant/Equipment**

10

Comparison between ODMS & OMSS

	ODMS	OMSS
Data attribute	• On-line / Real-time	• Off-line
Type of Data	• Analog / Digital • Processed by calculation, accumulation, statistics, etc.	• File information • Documents such as drawing, specification, ledgers, reports, etc.
Users	• Plant operation staff • Managers for short/long term maintenance • Maintenance staff in front line	• Managers for long term maintenance • Maintenance staff in back room
Features of Maintenance Work	• Mainly for CBM (Condition Based Maintenance) • Secondary for TBM (Time Base Maintenance) • Responsive • Daily maintenance oriented	• Mainly for TBM (Time Base Maintenance) • Secondary for CBM (Condition Based Maintenance) • Deliberately • Long term maintenance oriented
Example of Utilization Scenario	1. Boiler efficiency deterioration is realized. 2. Operation or maintenance staff is to check relevant parameters, for example by comparing parameters on the trend graph display. 3. Maintenance staff takes necessary action to recover efficiency based on the finding on the trend graph.	1. Trouble report comes up from the front line, which is difficult to fix. 2. Maintenance staff is to check the reported problem with past maintenance records such as trouble history, inspection history, and so forth related to the relevant equipment.
Correlativity of ODMS/OMSS	Experiences obtained maintenance work on ODMS have to be stored up on the knowledge-base of ODMS and concurrently transformed to OMSS.	Any maintenance work can occasionally be supported by knowledge transformed from ODMS.
Advantage of introduction for NPS	• Real time situation of plant can be remotely monitored. • Well experienced maintenance staff can be stationed in NPS.	• Knowledge-base for off-line maintenance on each equipment basis covering all Power Plants in Northern Region is consolidated in NPS.

11

3.2 Objective of Feasibility Study for EVN Power Stations

(Yokogawa Electric Corporation)

vigilantplant.

The clear path to operational excellence

Objective of Feasibility Study for EVN Power Stations

Yokogawa Electric Corporation

Copyright © Yokogawa Electric Corporation
April 15 - 16, 2010

General Introduction

Copyright © Yokogawa Electric Corporation
April 15 - 16, 2010

Why refurbishment?

vigilantplant.

Plant manager
C&I engineer

Headaches & Challenges

I want to .....

1. Stabilize plant operation
2. Diminish the number of forced outages
3. Reduce plant trips and increase safety & availability
4. Increase automated operation
5. Unify plant operation between Boiler and Turbine
6. Shutdown & Startup the plant safely & certainly
7. Maintain field instruments efficiently (asset management)
8. Train new operators effectively
9. Expand system economically when we expand plant
10. Protect environment (Reduce SOx, NOx, CO2)
11. Cut running cost & maximize profit

FS Objectives

vigilantplant.

- To examine the feasibility of improvement of the reliability, performance and functionality and to confirm how contribute to emission reduction & plant efficiency through rehabilitation of C&I system of EVN power stations.

- To assess whether the anticipated performance improvements from automation upgrade would result in sufficient reduction in CO2 emissions and reduce unexpected outages.

FS Objectives

vigilantplant.

- To examine the current operations at one of EVN power stations and to assess the impact an upgrade of the automation system would have on station performance in the areas of reliability and thermal efficiency.
- It is anticipated that improved performance will reduce the fuel required per MWh and so will reduce CO2 emission levels.

Scope (Activities)

vigilantplant.

- Examine operation and performance of the station's units.
- Review the impact of the quality of coal supplied to the stations.
- Review main plant condition and assesses the effectiveness of planned main plant refurbishment and modification.

Scope (Activities)

vigilantplant.

- Review station management issues including operation and power production planning, manpower allocation. etc…
- Identify the scope of any proposed automation upgrade and assess the benefits to the station from an upgrade. It is expected that the upgrade would include all necessary additional or renewed process measurements and controlled devices, installation of a distributed control system (DCS) incorporating the latest control principles and installation of the latest process information management system (PIMS).

vigilantplant.

Expected effect of modernization of Control & Instrumentation system

Example of "3Es" annual returns for coal-fired

vigilantplant.

"3Es" estimation

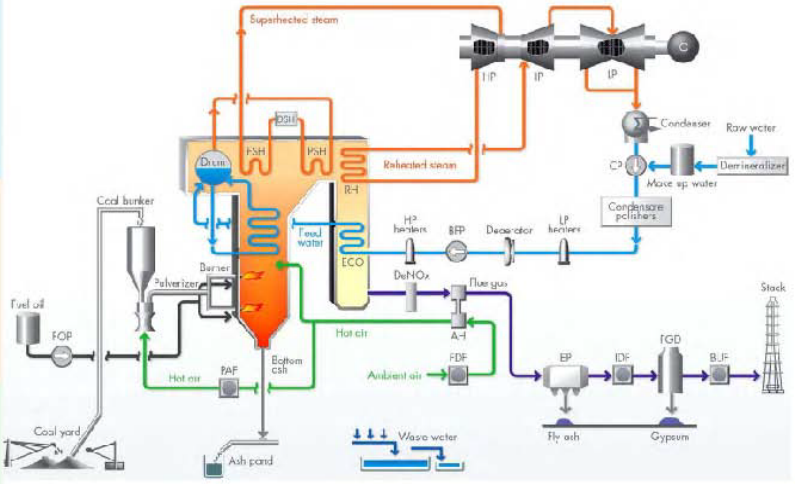
Efficiency improvement
Approx.
0.3 - 1%

Emissions reduction (CO_2)
Approx.
3 – 10
K tons/year

Economic returns
Approx.
0.3 - 1.1
M US$/year

300 MW case

Area 1: Boiler efficiency



Area 2: Turbine & BOP efficiency

Area 3: Plant output

Example: Boiler efficiency improvement

vigilantplant.

"3Es" estimation

Efficiency improvement
Approx.
0.3 – 0.9%

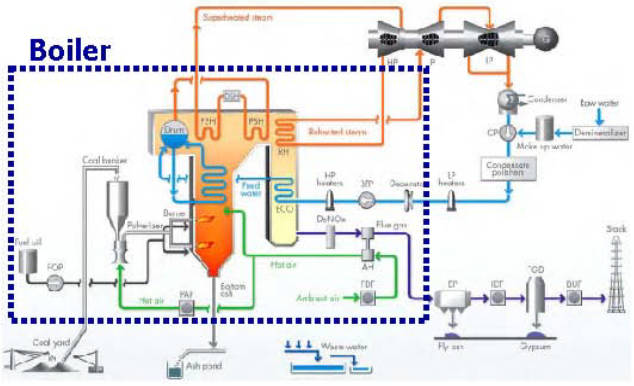
Emissions reduction (CO_2)
Approx.
3 – 9
K tons/year

Economic returns
Approx.
0.3 – 0.9
M US$/year

300 MW case

Typical area of improvement

- Improves heat rate
- Improves steam temperature control
- Implements coordinated control
- Adapts to various fuel properties
- Enables optimal use of fuel-air mixing
- Optimizes closed-loop combustion
- Performs multivariable predictive control
- Enables smart automatic soot blowing, etc.



Example: Turbine & BOP efficiency improvement

vigilantplant.

"3Es" estimation

Efficiency improvement
Approx.
Up to 0.1%

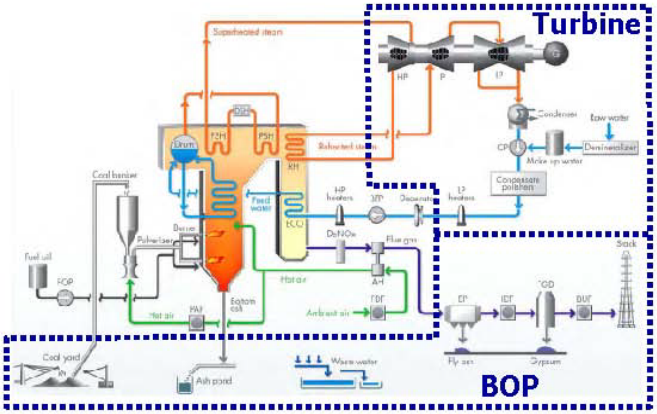
Emissions reduction (CO_2)
Approx.
Up to 1 K tons/year

Economic returns
Approx.
Up to 0.1 M US$/year

300 MW case

Typical area of improvement

- Minimizes condenser back pressure loss
- Minimizes feed heater loss
- Minimizes high/low-steam pressure loss
- Minimizes low-steam temperature loss
- Minimizes auxiliary power consumption
- Optimizes feed pump operation
- Reduces forced outages, etc.



Copyright © Yokogawa Electric Corporation
April 15 - 16, 2010

Example: Plant output improvement

vigilantplant.

Benefit estimation

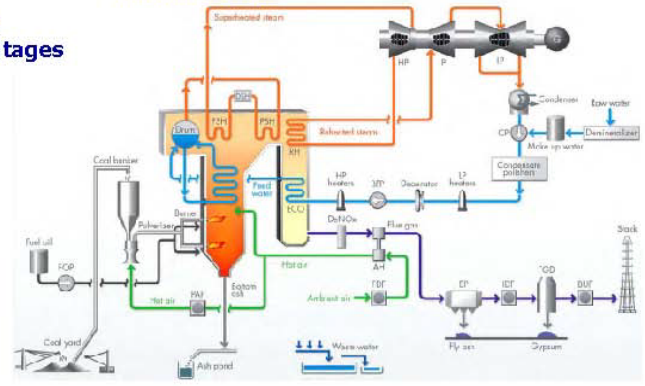
Highly reliable DCS & instruments required for reduction in forced outages

Economic returns
Approx.
Up to 0.1 M US$/year

300 MW case

Typical area of improvement

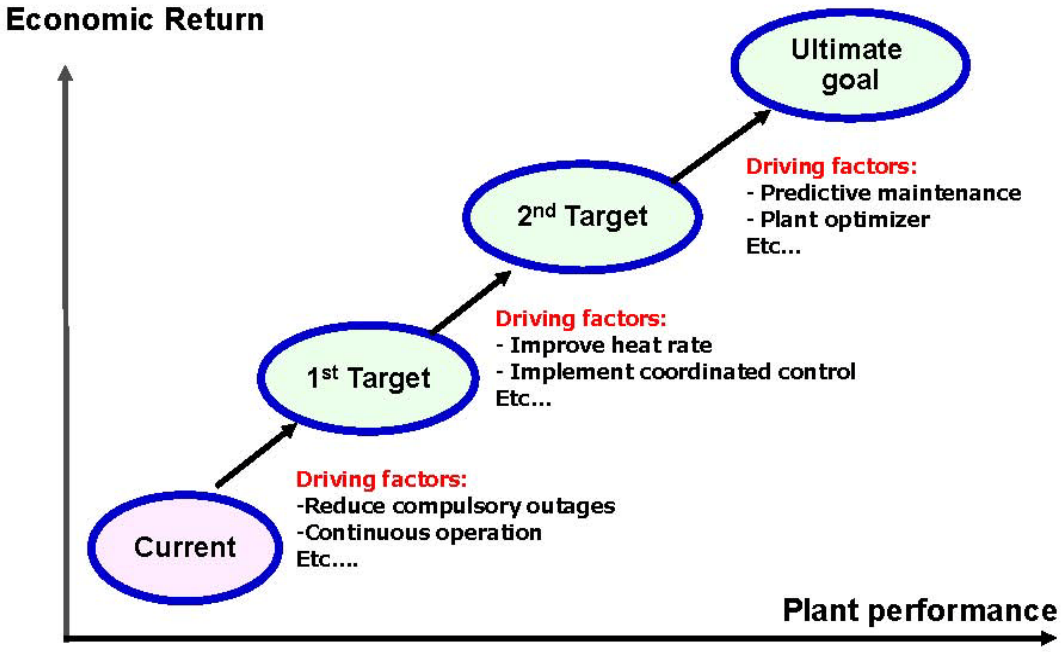
- Improves plant availability and safety
- Improves operating procedures
- Improves maintenance procedures
- Improves ancillary plant performance
- Smoothens plant operations
- Recovers megawatts of power
- Reduces oil usage for start-ups
- Enables the creation of feasible maintenance schedules, etc.



Copyright © Yokogawa Electric Corporation
April 15 - 16, 2010

Improvement plan (Image)

vigilantplant.



vigilantplant.

Improvement plan and expected effect will be totally different per power stations. In this sense, FS (Feasibility Study) is very crucial in defining investment amount and expected return of profit.

Methodology

vigilantplant.

- Visit by Yokogawa & JCI team to: to one of EVN power stations for discussions with management, engineering, technical and operating staff; inspection of control room and plant and gathering of relevant site data and reports
- Preparation of a preliminary report based on the information and data received during the visit.

Methodology

vigilantplant.

- Return visit to the power station to review the preliminary report and the base case data, to report preliminary conclusions to the Chief Engineer and senior station management and to obtain further performance data.
- Preparation of the final report incorporating the comments arising from the visit and station review.

Other information

vigilantplant.

- Total duration is approx 6 months.
- Project is expected to start from the date agreed.
- Cost for FS shall be discussed separately.

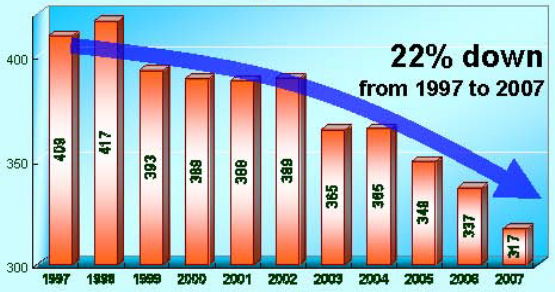
vigilantplant.

Project in Mongolia

Efficiency improvement
<Achievement 1>

- The fuel consumption was dramatically reduced with boiler efficiency improvement.
  - Before: 409 g/kWh in 1997
  - After: 317 g/kWh in 2007
- TES4 could achieve a stable supply of electricity and district-heating steam.

Coal consumption rate
(g/kWh)



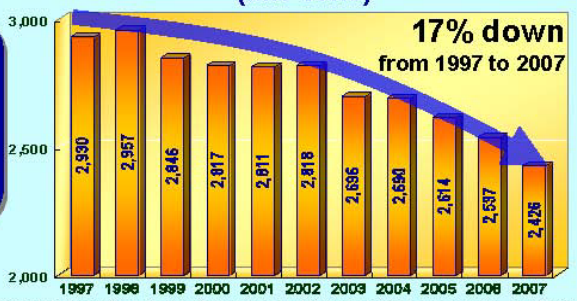
for electricity generation

Copyright © Yokogawa Electric Corporation
April 15 - 16, 2010

Emissions reduction
<Achievement 2>

- Improved boiler efficiency and reduced coal consumption have made it possible for this power plant to educed significantly CO2 emissions.

Total CO_2 emissions amount
(kilo tons)



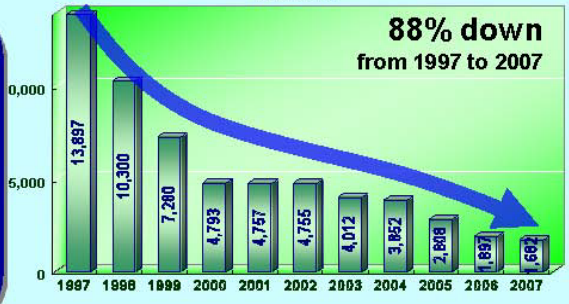
CO2 calculating formula (Tons)=(Coal Consumption) x (Calorific value) x (Emission coefficient) x (CO2 conversion coefficient)
Calorific value: 29.3 GJ/ton Emission coefficient: 0.0247 tC/GJ CO2 conversion coefficient: 3.6667

Copyright © Yokogawa Electric Corporation
April 15 - 16, 2010

Economic returns
<Achievement 3>

- Improved reliability and operation safety at TES4 have decreased the number of plant outages and reduced the amount of oil consumed for boiler start-ups.
- The Mongolian government could reduce to purchase as much electricity and oil from others countries.

Total heavy oil consumption
(tons)



Copyright © Yokogawa Electric Corporation
April 15 - 16, 2010

vigilantplant.®

Thank you for your attention

vigilantplant.™

The clear path to operational excellence

00A01A21-21E
Copyright © Yokogawa Electric Corporation
October 2004

3.3 Exaquantum Proposal Insert Issue

1 An Introduction to Exaquantum

1.1 Introduction

Exaquantum plays a major role at over 1,400 sites globally in a wide range of requirements such as a data historian, Plant Information Management System (PIMS) or a key member of an Integrated Information System (ISS) or Manufacturing Execution System (MES).

Exaquantum provides business benefits to users in a large number of industries including refineries, oil & gas, petrochemicals, chemicals, pharmaceuticals, pulp & paper, power generation, semiconductors and mining. A key Exaquantum feature is the ability to acquire data from all business areas and the subsequent transformation of that data into easily usable, high-value, widely-distributed information. The data then becomes an integral part of the set of tools used by the business in vital decision-making processes.

Supporting rapid plant-related deployment, Exaquantum makes the software easy to implement within plant-specific operational environments allowing information to be structured sensibly around the production calendars and shift patterns used in the plant.

Exaquantum is the business intelligent gateway between the operational Process Control System(s) (PCS) and the business Enterprise Resource Planning (ERP) system. It uses the latest, proven, Microsoft based open technology for low implementation and administration costs while still being able to fulfill future IT trends.

Exaquantum has a Real Time Data Base (RTDB) containing data input from PCSs. By utilizing Exaquantum client interfaces, users are able to derive real-time management information and perform process management, monitoring, reporting and analysis of the Plant data. Exaquantum allows management, process, and production control and quality personnel to have a clear view of their control system(s) within an integrated Process Information system. Additionally, Exaquantum data can be exchanged with other applications such as LIMS, CMMS, ERP, etc. using open standards such as ODBC, OLE DB, XML, OPC and ISA-95 that are augmented by powerful Exaquantum APIs.

Typical Exaquantum characteristics include:

- Data acquisition and historization from data sources such as DCSs, PLCs, LIMS, etc. of process values and Alarms & Events
- Presentation of information to users
- Transfer of data to/from other software packages
- Manual data input
- Calculations
- Reports, Trends and Process Graphics presented via Exaquantum user interfaces (Exaquantum/Explorer & Exaquantum/Web)
- Process data and Alarms & Events accessed from Microsoft Excel using the Exaquantum Excel add-in.

Exaquantum has a very clear business-directed focus to provide a complete solution from the control system through to the enterprise resource planning level. It is the core technology in the Yokogawa Enterprise Technology Solutions (ETS) concept. Exaquantum provides industry with information solutions covering both the business and the process control domains eliminating the gap between business and process control and integrating information to match user requirements.

Exaquantum can be divided into the following components:

1. Exaquantum Data Historian/PIMS/IIS/MES

2. Exaquantum client interfaces:

    a. Exaquantum/Explorer
    b. Exaquantum/Web
    c. Microsoft Excel.

The following Exaquantum expansion packages are also available:

1. Exaquantum/ADX (Asset Data eXchange) – Exaquantum interface to Computerized Maintenance Management System (CMMS) packages such as Maximo.

2. Exaquantum/ARA (Alarm Reporting and Analysis) – a EEMUA 191 based Alarm Reporting and Analysis package providing a large number of standard reports available via the web. Reports include KPIs, Alarm Peak, Alarm frequency, Alarm Flood, Chattering, Consequential, Alarm by Priority, Running State, etc. Integrated with the CENTUM CS 3000 and CENTUM VP. For non-Yokogawa DCSs, configuration would need to be performed based on the information available which may also restrict the number of reports available.

3. Exaquantum/Batch – Capture, analyze and report batches using OPC Batch plus the ability to capture master and unit recipes.

4. Exaquantum/DMX (Data Migration eXchange) – For bulk data import of process data into Exaquantum. Often used when Exaquantum is replacing a data historian.

5. Exaquantum/GF (GUI Framework) – Framework for Exaquantum/Explorer graphics providing users with an intuitive interface and enhanced runtime features such as history replay, user defined trends and navigation controls.

6. Exaquantum/HDM (Historical Data Manager) – Allows Exaquantum to continually collect process data from an OPC HDA Server(s) into the Exaquantum Real-Time database.

7. Exaquantum/LDX (LIMS Data eXchange) – Provides a seamless data exchange interface between Laboratory Information Management Systems (LIMS) and Exaquantum.

8. Exaquantum/MDX (Manufacturing Data eXchange) – Exaquantum's ISA-95 interface to products such as SAP NetWeaver and B2MML.

9. Exaquantum/OTM (Operator Trending Module) – Provides Exaquantum/Explorer screens with additional trending capabilities such as trending across defined time periods, intelligent switching between raw and aggregated data to give quick response times, trend groups including system and user specific, simple drag and drop of tags, and the ability to compare multiple trends on the same screen where each trend can be easily configured with different trend groups & separate time ranges.

10. Exaquantum/RDS (Remote Data Synchronization) – Transfer process data between Exaquantum Historians over a volatile network link, such as satellite or microwave connection.

11. Exaquantum/RM (Report Manager) – Provides the ability to schedule Microsoft Excel created reports for printing and/or sent via emails.

12. Exaquantum/SDM (Synchronous OPC DA Manager) – Provides an alternative method of OPC connection allowing additional control of loading for OPC servers and the underlying sub-system where it is required.

13. Exaquantum/SER (Sequence of Events Recorder) – For capturing Alarms & Events and process data, analyzing Alarms & Events, detecting trips and printing reports.

14. Exaquantum/VPN Manager – Establishes and maintains a Virtual Private Network (VPN) connection from an OPC server to Exaquantum providing enhanced network security including the ability to allow DCOM to be run through a NAT (Network Address Translation) enabled firewall.

1.2 Exaquantum Overview

1.2.1 Introduction

Exaquantum is an advanced integrated database with desktop tools and communications/interface software, which forms the platform for application software packages. Exaquantum aims to improve manufacturers' control and management of their work processes. Standardized application software packages form part of the Exaquantum range of products and provide individual solutions without developing customized software.

Process Control Systems (typically DCSs) produce large volumes of data that must be converted into useful, efficient information to facilitate management decisions and optimize the operation of the plant. Exaquantum gathers data from the PCS and processes it to deliver high-value information to all decision-makers in the enterprise.

Exaquantum incorporates a strong business historian, which is aware of the plant's production calendar. It performs sensible, job-directed and type-specific Historisation and Aggregation of the data gathered from the PCSs.

Exaquantum can provides hourly, daily and monthly aggregated (average, minimum, maximum, standard deviation, summation and spot) stored values. Custom aggregation periods can also be defined such as a 'shift' which can be configured as being 8 hour periods beginning at midnight. This would result in Exaquantum aggregations being stored at the end of each shift (3 every 24 hours).

Combined with this is the inherent ability to perform both simple and complex (scripted) user-defined calculations, the results of which can be historized and aggregated according to their type and against the plant production calendar.

Exaquantum has been designed to operate without external manual administration and, once configured, will automatically:

- Generate its internal database from Yokogawa CENTUM CS, CENTUM CS 1000, CENTUM CS 3000 and CENTUM VP DCSs
- Acquire DCS-sourced process item values and historize them in a selectable number of ways
- Perform real-time calculations based on these item values to provide better insight into the process
- Calculate aggregated values for any items which it manages (from 'raw' process to calculated and even 'static', reference values)
- Maintain a user-defined length of history of the aggregated values.

The primary system elements of Exaquantum are:

- Real-time Process Image
- Business Historian
- Data Manager
- Alarms and Events
- Data Quality
- System Configuration and Administration Tools.

1.2.2 Exaquantum - Real Time Database

Exaquantum's real time database provides the following functionality:

- Maintains a 'process image' which contains the current process state
- High performance, secure and reliable database
- Rapid PCS data gathering
- Alarms & Events capture from the PCS (where supported)
- User-defined calculations
- Security
- Data types: analogue, digital, text and alarm/event
- Write-back of control data to the PCS (if enabled) allowing supervisory control
- The primary connection is via the embedded Exaquantum OPC client via OPC servers for efficiency and ease of use:

    - OPC data gathering groups are automatically managed by Exaquantum requiring no user configuration
    - Exaquantum connects to the Yokogawa system family such as µXL, CENTUM-XL, CENTUM CS, CENTUM CS 1000, CENTUM CS 3000, CENTUM VP,Stardom, FastTools (SCADA) and DAQstations
    - Non-OPC external system interfaces are available
    - OPC servers for non-Yokogawa systems can be provided.
- User defined calculations are created using Microsoft Visual Basic Scripting
- Any number and complexity of calculations can be created
- Extensive data access Application Interfaces:
    - ASCII .CSV files
    - COM/DCOM/.NET Exaquantum APIs
    - Excel add-in
    - ISA-95
    - ODBC
    - OLE DB
    - OPC Client (DA 2.05a, A&E 1.1, HDA 1.1, Batch 1.0)
    - OPC Server (DA 2.05a, HDA 1.1)
    - SOAP/XML (via Exaquantum Web services).

1.2.3 Exaquantum - Business Historian

The Exaquantum business historian provides the following functionality:

- Historisation and Archiving
- Aggregations
- Maintains a historical record of the real-time process image's data
- Designed for both 'raw' process data or data augmented by calculations incorporating business information
- Stores real, integer and textual (e.g. events, discrete states, etc.) data types
- Available history types are:
    - Raw
    - Aggregated
    - Irregular
    - Event.

Aggregate value formation

- A single item may be aggregated into as many different user-specified production periods as required
- The periods are as defined in a system-wide 'production calendar'. The standard installation includes hourly, daily and monthly with custom periods, such as 'shift', configured to meet the plant requirements
- Aggregation method is determined by the data's measurement type. As an example, Average and Totalized-Flow aggregations are sensible for FLOW-

type values, while for LEVEL-type signals, Spot and Delta-Inventory aggregations are more appropriate.
- Full support for daylight saving (23 and 25 hour days).

Historized data archive

- Each historized type can be specified in terms of the length of its history to be kept online (called the 'retention period')
- When the oldest history exceeds the defined retention period, it is available to be archived to removable media such as a tape backup unit either on demand or automatically
- If the appropriate archival media is mounted at the time of a history retrieve request which spans the retention boundary, the user will not notice that part of the data came from online and the rest from the offline, archived history store.

1.2.4 Exaquantum - Data Manager

The main functions of the Data Manager are to provide:

- Primary data access routing mechanism
- Users with data selection and retrieval capabilities
- For authorized users, the ability to write data back to the real-time process image
- Arbitration based on the user's role, the extent of the data's visibility and accessibility.

1.2.5 Exaquantum - Alarms and Events

The primary functions of the alarms and events manager are:

- Annunciation of alarms and events that occur in the process
- User-specified rules can be used to filter alarms and event messages.

1.2.6 Exaquantum - Item Data Management

Item data management provides:

- User defined defaults for measurement type-specific behavior (OPC notifications, historization and aggregation parameters, etc.)

1.2.7 Exaquantum – Configuration

Configuration Tools enables:

- The ability to perform an 'equalization', which is an initial configuration activity during which the Yokogawa's DCS system's configuration details are copied into the Exaquantum server.
- The Configuration Engineer can select how much of a DCS function block is required in Exaquantum (e.g. PV, SV, MV and MODE for a PID function block).
- Minimum engineering and testing is required to configure DCS tags in Exaquantum leading to fast project start-ups.

1.2.8 Exaquantum - Data Quality

Data Quality embraces the two important criteria of confidence rating and consistency.

- Each item value contained in Exaquantum includes its associated quality flag which is maintained throughout its life (from acquisition to archive).
- Where calculations are involved, Exaquantum propagates the quality flag(s) onto the calculation output item value and is representative of the quality of all the process data used by the calculation.
- Aggregations are similarly marked with a confidence rating called 'PercentGood', which is the time that the value had a 'GOOD' quality flag during the aggregation period.

In order to be trustworthy, data must be both accurate and consistent.

- Accuracy is assured by providing a quality indicator for all values in the system and highlighting for inspection and correction key values whose 'PercentGood' indicator is less than a predefined limit.

1.2.9 Exaquantum - Configuration Tools

The Exaquantum suite of configuration tools is used for system configuration and set-up using the Microsoft Management Console (MMC) including:

- System Configuration
  - OPC Gateways
  - Production Calendar
  - OPC History Catch up
  - Exaquantum Servers (for Exaquantum multi-server operations)
  - Role Based Name Space Management
  - License Management.
- Tag Configuration
  - Tag Template
  - Function Block Template
  - Tag Generation
    - OPC Equalization
    - OPC File Import
    - Function Block Generation
    - Tag File Import.
- Tag Editor
- Archiving
- Event Management (configures Microsoft Message Queue)
- Browse and create Yokogawa DCS Human Interface Stations (HISs) Trend Groups within Exaquantum
- Help and Support.

1.2.10 Exaquantum - System Administration Tools

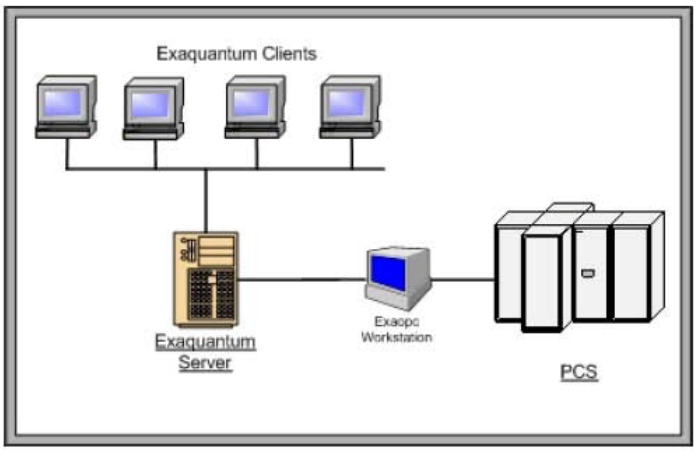
The system administration tools provide many abilities including:

- System start-up/shutdown
- System health monitoring

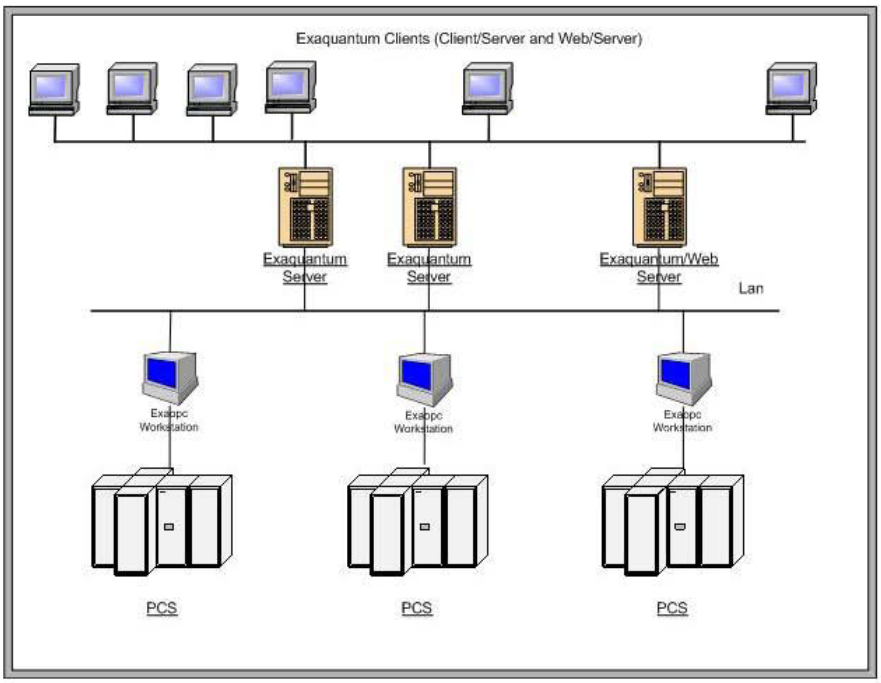
- Time synchronization
- Audit trail
- OPC Data Recovery.

1.2.11 Exaquantum - Typical Hardware/Software Architectures

The figure below illustrates typical hardware architecture for an Exaquantum solution.



The figure below illustrates the hardware architecture for a typical multi-user, multi-Exaquantum and multi-PCS environment:



1.3 Exaquantum Specifications

1.3.1 Exaquantum System Specifications

The Exaquantum R2.50 system specifications are:

Item	Specification*1
Maximum number of tags	100,000 tags installed on a 2.8GHz Dual CPU Server with 4 Gbytes RAM 50,000 tags installed on a 2.8GHz single CPU Server with 4 Gbytes RAM 200,000 tags/multi-servers*2
Throughput of Exaquantum (Maximum data acquisition)	100,000 data/minute on a 2.8GHz Dual CPU Server 50,000 data/minute on a 2.8GHz single CPU Server
Data item gathering interval (minimum)	1 second
Data item data historization interval (minimum)	1 second
Number of concurrent users (Exaquantum/Explorer)	Up to 32/server
Maximum number of concurrent users (Exaquantum/Web)	Subject to the configuration of the Exaquantum Web Server(s)
Maximum number of connected OPC servers per Exaquantum server	16*3

*1 A suitable hardware platform and infrastructure (network) must be chosen to support the required sizing.

*2 With up to five (5) Exaquantum servers. For systems larger than 200,000 tags, please contact your Yokogawa representative.

*3 When using tags from other Exaquantum servers in calculations, the Exaquantum servers must be included in the number of connected OPC servers.

One Exaquantum tag is defined as either one process value (e.g. PV, MV, MODE, etc.) or one calculation or one manual input. For example, an Exaquantum system with 100 PV, 100 MV, 50 calculations and 30 manual inputs would total 280 Exaquantum tags. Aggregations and quality indicators are not Exaquantum tags.

1.3.2 Exaquantum Hardware

The Exaquantum major hardware components are:

- Exaquantum server
- Exaquantum/Web server (may be located on the Exaquantum server for a small number of Web users)
- User PCs.

The following are typical minimum requirements for an Exaquantum R2.50 system:

Component	Specification
Exaquantum Server	CPU & RAM*[1]: 50,000 - 100,000 tags installed on a 2.8GHz Dual CPU Server with 4 Gbytes RAM 50,000 tags installed on a 2.8GHz single CPU Server with 4 Gbytes RAM 20,000+ tags installed on a 2.8GHz single CPU Server with 3 Gbytes RAM 10,000 – 20,000 tags: 1 GHz single CPU Server with 2 Gbytes RAM 500-10,000 tags: 1 GHz single CPU Server with 1 Gbyte RAM 512 Gbytes disk*[2]
Web server	2.8 GHz Pentium CPU 4 Gbytes RAM 18 Gbytes disk
User PCs	2.2 GHz Pentium CPU (suggested) 512 Mbytes RAM (suggested) 2 Gbytes disk CRT resolution: 1024x768 Color: 65,536

*[1] This information is provided as a guide only as this is dependent on the amount of data being captured by Exaquantum and the number of users. Slower speed dual processor CPUs is preferred as an alternative to a single high speed CPU.

*[2] Disk sizing is dependent on the process data scan rate and retention period. A disk sizing tool is available upon request.

1.3.3 Exaquantum Software

- Exaquantum R2.50 is supplied on one DVD, including a set-up utility and instruction manuals and guides.
- The Set-up utility performs the installation of products to PC with interactive guidance.
- Instruction manuals consist of (on-line) Help, Users Manual, Engineering Guides and Installation Guide.

The major software Exaquantum components are:

Hardware	Software Specification
Exaquantum Server (32-bits)	• Windows Server 2008, Standard Edition (SP2) • Windows Server 2003, Standard Edition (SP2) • Windows Server 2003 R2, Standard Edition (SP2) • Windows XP Professional (SP3) (*2) • Microsoft Excel or Office 2000/XP/2003/2007 • Microsoft Internet Explorer 7.0 • Microsoft Internet Explorer 6.0 (SP1, SP2) • Microsoft SharePoint Designer 2007 • Microsoft FrontPage 2000/2002/2003 • Adobe Reader 7/8.0/9.1 (*4) *Limited to a maximum of 3,000 Exaquantum tags and 4 Exaquantum/Explorer clients.
Exaquantum Web server	• Windows Server 2008, Standard Edition (SP2) • Windows Server 2003, Standard Edition (SP2) • Windows Server 2003 R2, Standard Edition (SP2) • Microsoft Internet Explorer 7.0 • Microsoft Internet Explorer 6.0 (SP1, SP2) • Internet Information Services (IIS) • Adobe Reader 7/8.0/9.1 (needs to be installed)
User PCs with Exaquantum/Explorer installed	• Windows Server 2008, Standard Edition (SP2) • Windows Server 2003, Standard Edition (SP1, SP2)

	• Windows Server 2003 R2, Standard Edition (SP2) • Windows Vista (Business Edition) (SP1, SP2) • Windows XP Professional (SP3) • Microsoft Excel or Office 2000/XP/2003/2007 • Microsoft Internet Explorer 7.0 • Microsoft Internet Explorer 6.0 (SP1, SP2) • Microsoft SharePoint Designer 2007 • Microsoft FrontPage 2000/2002/2003 • Adobe Reader 7/8.0/9.1 (needs to be installed)

1.4 Exaquantum/Explorer Client/Server GUI

Exaquantum/Explorer provides a powerful feature rich Windows-based Graphical User Interface (GUI) in which users can develop and run their own visualization displays containing process and operational data held in Exaquantum.

Exaquantum/Explorer can be configured to analyze complex correlations between these variables. Exaquantum/Explorer will also inform operators and engineers of potential problems, allowing them to alter plant operations before product quality is substantially affected.

The representation of data is in the form of multiple 'documents'. A Document can display process values, process average values, historized values, display trends, link to other Documents, contain ActiveX components (e.g. Microsoft Excel) and Web pages.

Exaquantum/Explorer is a very powerful and easy to use user GUI that fulfills complex information integration requirements.

Exaquantum/Explorer also contains powerful ad-hoc reporting tools. Reports can be created in a variety of formats by users in a WYSIWYG way, using Excel, Crystal Reports, or own Visual Basic (VB) applications. These reports may be spawned on demand or timed, so that relevant information is always at hand – when it is required.

Exaquantum/Explorer maximizes the use of Microsoft's open standards such as DCOM and ActiveX, which allows it to be easily integrated with other Microsoft-standard tools, irrespective of their function or who manufactured them. The benefit of this is that users can choose from the vast array of third-party software matching the Microsoft 'standard components' which best suit their needs and way of interfacing. This way, one can truly achieve the 'openness' and 'interoperability', which has for so long has eluded the computing world.

Exaquantum/Explorer can be used to monitor changes in continuous or batch processes for any industrial application. Exaquantum/Explorer helps plant engineers and operators maintain product quality, and reduce waste and rework.

1.4.1 Exaquantum/Explorer System Components

Exaquantum/Explorer is an integrated suite of software applications that provides reporting and analysis facilities for users. Through the use of the Exaquantum RBNS (Role Based Name Space), every user from the manager to the operator can access that is applicable to their particular job function.

From powerful scalability features to efficient productivity tools, Exaquantum/Explorer is designed to promote reusability to save time and lower development costs.

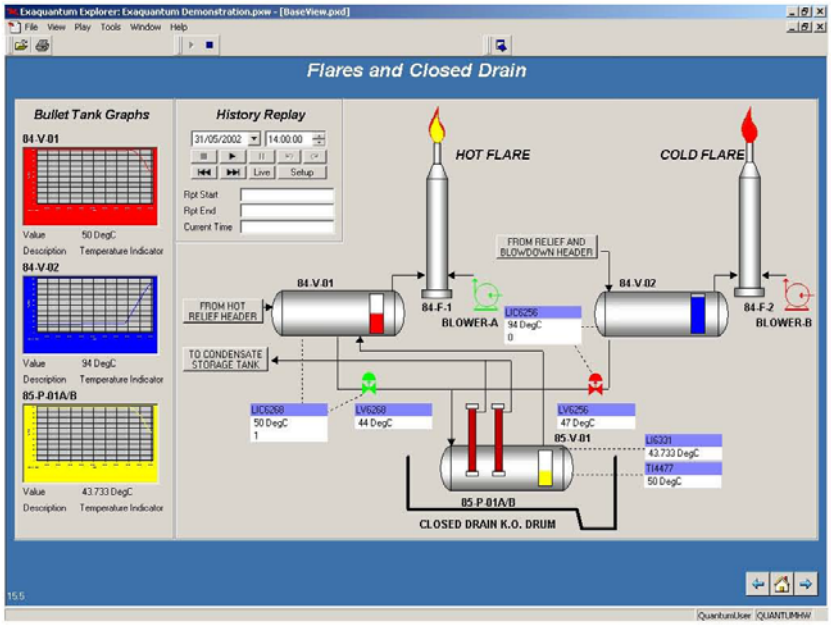
Exaquantum/Explorer is a Microsoft Windows based GUI that provides clear, easy-to-use and configurable displays in the familiar Microsoft format. Users can make use of existing, pre-configured views, or can create their own plant views, data representation or analysis views in the form of Exaquantum documents.

As an easy-to-use, integrated, component-based GUI, Exaquantum/Explorer has all the features and functionality needed to monitor processes effectively. Designed for the Microsoft Windows platform, it allows ActiveX technology to be embedded into graphical displays, and has the same easy-to-use features found in Microsoft software packages.

It allows the creation of a wide range of applications, from ad-hoc reports through operating screens to full data management applications.

Exaquantum/Explorer, in conjunction with these applications, can provide an editing and reporting environment usable by non-programmers but with the power and flexibility of a scripting language for programmers.

An Exaquantum/Explorer Toolkit is available for Applications to be configured. This allows the applications to utilize the capabilities and interfaces of Exaquantum/Explorer itself into their implementation.



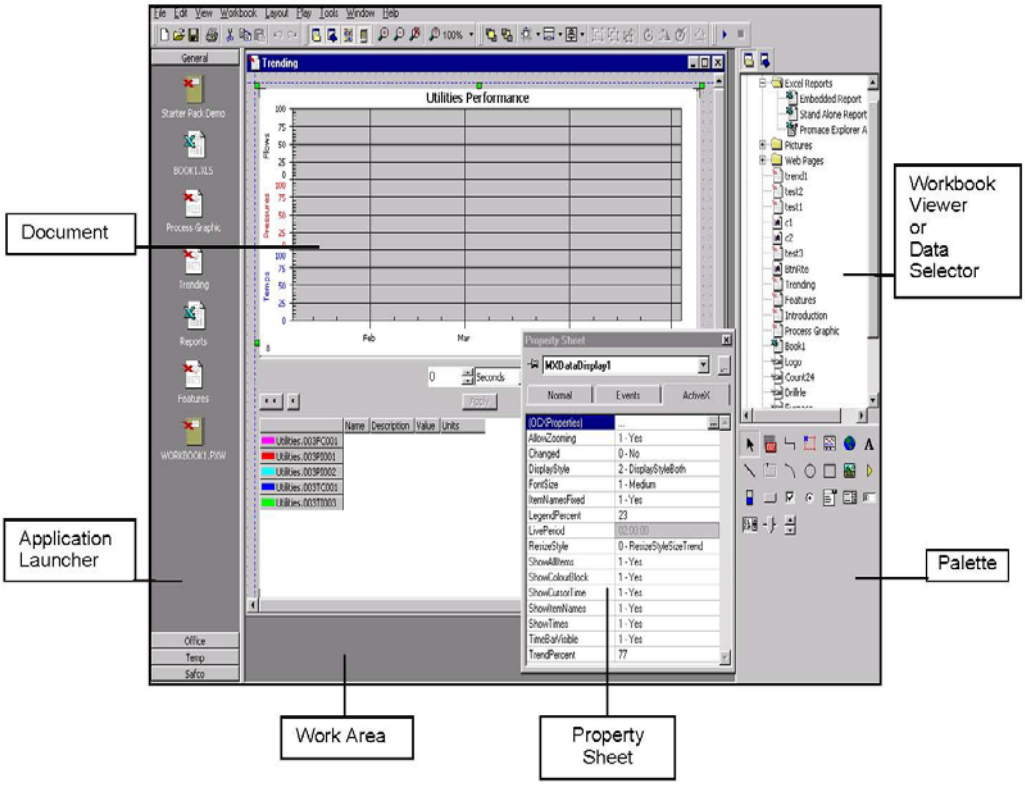
Exaquantum/Explorer in 'Run' mode

Exaquantum/Explorer operates in two modes: Run mode and Design mode. Run mode is used to monitor the information, navigate between documents, compare real-time and historical trends and produce reports. Design mode is used to create, configure, customize, and organize the information and displays used in Run mode.

The Exaquantum/Explorer display comprises the following components:

- Work area
- Application launcher
- Data selector
- Workbook viewer (only available in design mode)
- Palette (only available in design mode)
- Property sheet (only available in design mode).

The figure below illustrates Exaquantum/Explorer running in Design mode:



Exaquantum/Explorer in 'Design' mode

Work Area
The work area is used to create, configure, customize and organize the documents and view the information.

In the design mode, new documents can be created or existing documents modified. Items can be configured, sized and positioned within a document. Existing items can be resized, moved, deleted, or copied to another document.

In the run mode, the user views and monitors the information using the documents created in the design mode.

Application Launcher
The Application Launcher can quickly open a frequently used application, such as Microsoft Word or Excel. It can be divided into groups to help organize applications.

It allows the operator to create his own groups and shortcuts to share information with other groups, applications or programs.

Data Selector
The data selector shows the structure of the directories, documents and data points in the plant. It uses a tree structure similar to many Microsoft applications to show the directories.

The data selector shows the available process data including aggregations and static information such as description and engineering ranges. This data is normally organized into folders containing data points.

The data selector is available in Exaquantum/Web and the Exaquantum Excel add-in.

Workbook Viewer
The workbook viewer shows the directory of the documents in a similar way to the data selector. A workbook can contain multiple documents but only one workbook can be open at any time.

The user switches between the data selector and the workbook viewer as required.

Palette
The Palette is only available in the design mode. It displays items that can be placed in documents.

The items can be dragged and dropped onto documents in the work area, where they can be positioned and sized as required.

Property Sheet
The property sheet is a pop-up menu that allows the properties of any item to be viewed and changed. The properties of an item can be changed while it is on the palette or in a document.

1.4.2 Exaquantum/Explorer - Core Functions

Reporting/Analysis

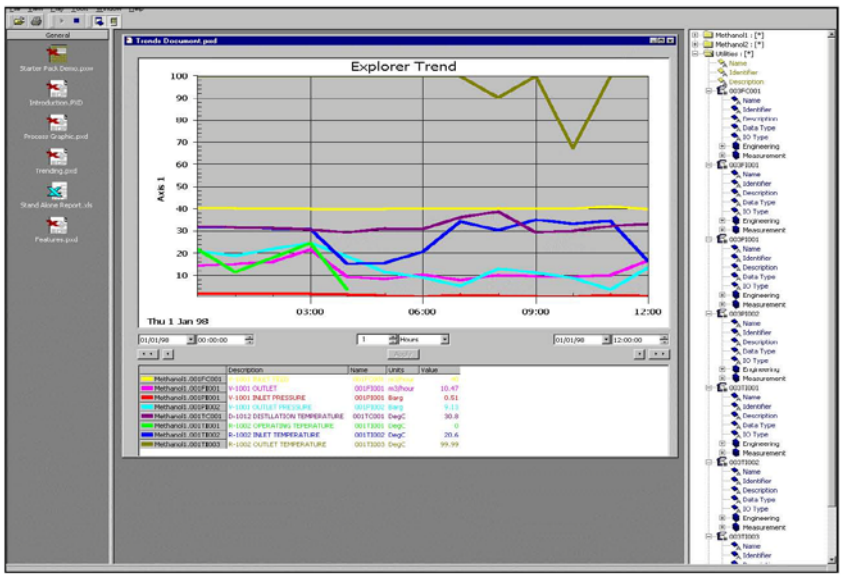
Company reports and data analyses are improved with the support of accurate data. Exaquantum/Explorer provides:

- Real-time as it happens or Archive/Historical data
- The ability to chose a time frame from minute-by-minute to yearly averages
- Snapshot or long-term history for trending analysis
- Process data, key performance indicators (KPIs) and plant profitability
- Comparisons of current conditions with historical data.

Views
The data can be observed in numerous ways and in any combination. The data can be viewed as:

- Sophisticated trends
- Dynamic graphics
- Mimics
- Graphs
- Charts
- Events and Alarms.

Trends
A trend shows real-time (dynamic) or historical (static) data on a graph, table or chart. A trend can be displayed as a specific view in a document or on demand. The display can show an individual trend or a trend group. Trends groups can contain multiple individual trends. A trend can be switched between live/historical and purely historical data. For live trends the update rate can be configured on a per trend basis.



Exaquantum/Explorer Trend in Run mode

ActiveX

Exaquantum/Explorer uses the component-based ActiveX technology that unleashes the power of the data. The ActiveX components include control, graphic, video, sound, scripting, and objects that enhance the layout and functions of the user documents. The benefits of the ActiveX components are that there are many readily available tried and tested components. The components greatly simplify the document design.

1.4.3 Exaquantum/Explorer Summary

Exaquantum/Explorer provides a powerful environment for the creation and deployment of graphical user displays and reports. It provides the following functionality:

- Client-Server architecture. Graphical User Interface clients can access distributed real-time process data servers, historical database servers, relational database servers and any other applications
- Point-and-click mouse or roller-ball for fast and easy use. Icons and hot-spots for selection of new windows, mimics, reports and menus
- Automatic control of the GUI in response to process behavior such as the presentation of a relevant mimic when an alarm triggers
- Simple objects: Line, rectangle, circle, ellipse, etc.
- Input objects: push-button, slider, scrollbar, data input, etc.
- Dynamics:
  - Foreground color change, background color change
  - Gauge control
  - Rotate, line change, arc direction change
  - Path move
  - Visible/Invisible
  - Dynamic text.
- Hot-spots to control the GUI, for example:
  - Click to new view, full screen
  - Click to new view, partial screen
  - Click to new window, running any application
  - Click to pop-up
  - Close view.

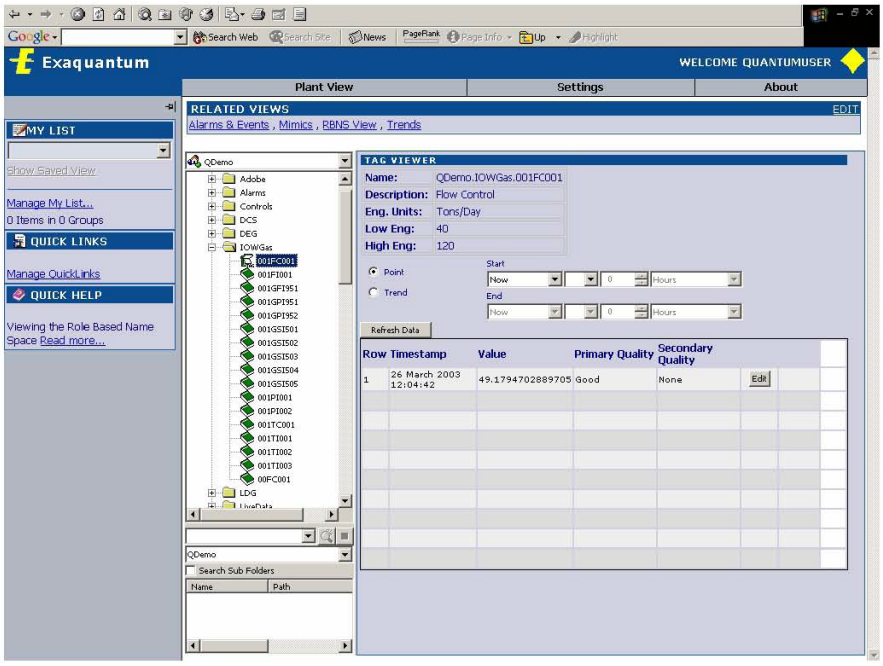
1.5 Exaquantum/Web Web/Server GUI

Exaquantum/Web provides a powerful thin client web based Graphical User Interface (GUI) in which users can obtain the following information:

1. Current and Historical process values
2. Graphics
3. Trends
4. Alarms & Events.

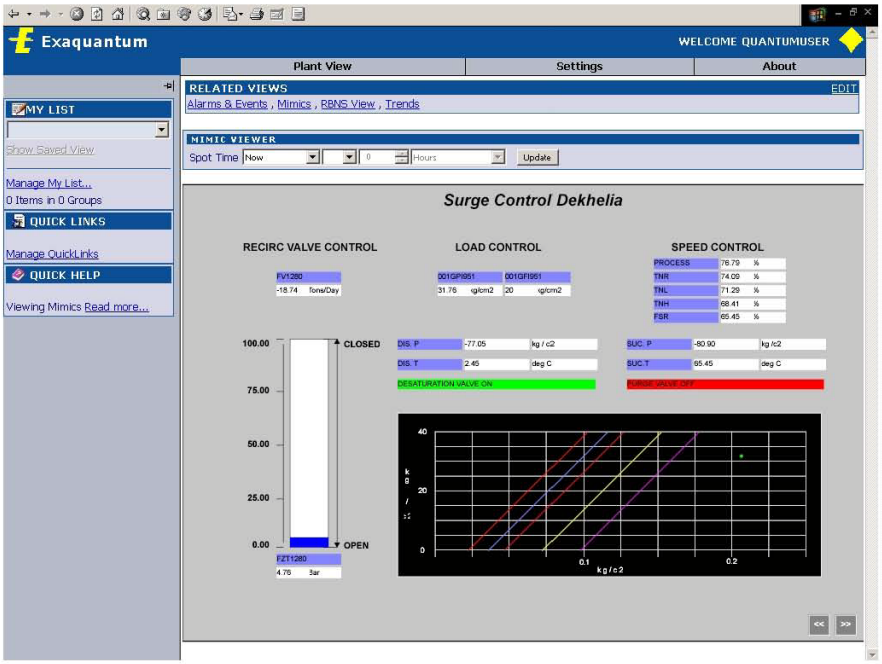
Additional web pages can be created by the use of the Exaquantum web graphics package and for more complex web pages, Microsoft FrontPage is suggested.

The following is an example of an Exaquantum/Web Current and Historical Process Values Web Page:



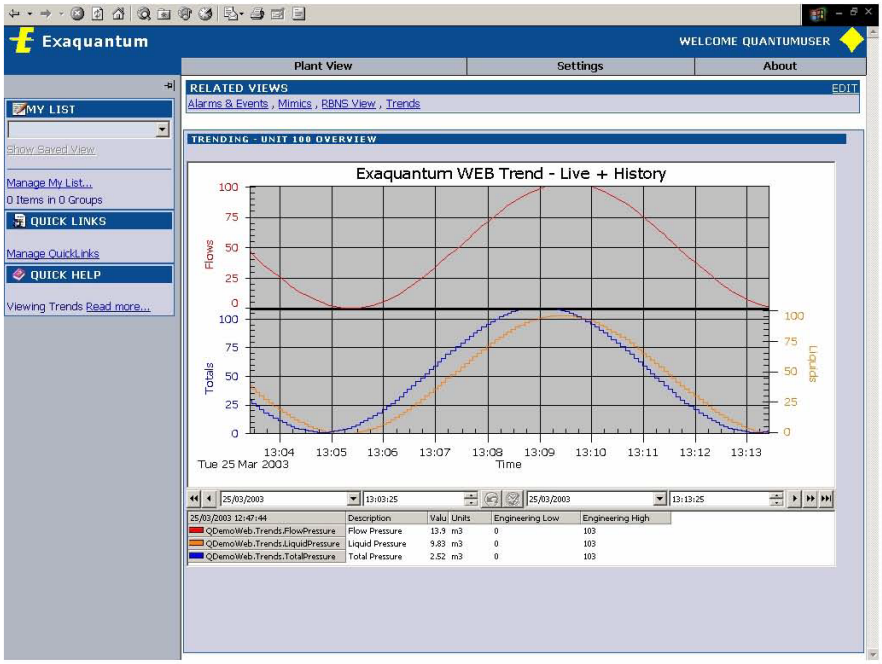
Exaquantum/Web Current and Historical Process Values Web Page

The following is an example of an Exaquantum/Web Graphic Web Page:



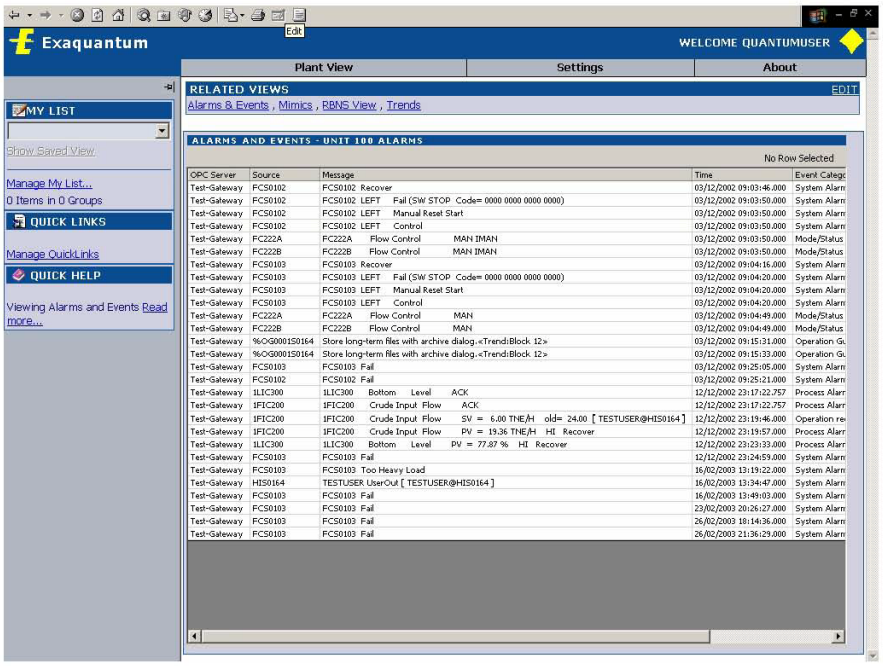
Exaquantum/Web Graphics Web Page

The following is an example of an Exaquantum/Web Trend Web Page:



Exaquantum/Web Trend Web Page

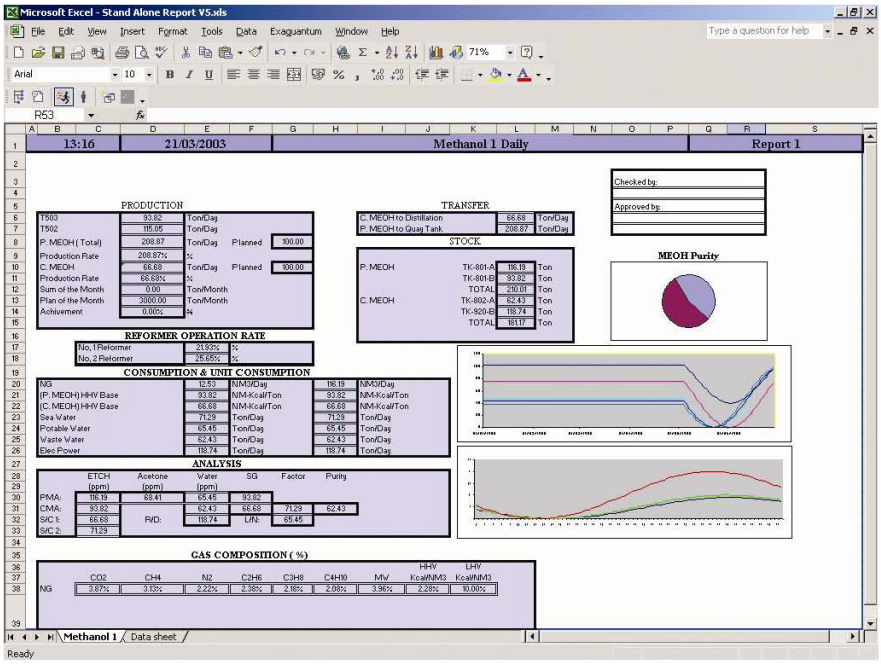
The following is an example of an Exaquantum/Web Alarms & Events Web Page:


Edit
Exaquantum
WELCOME QUANTUMUSER
Plant View
Settings
About
MY LIST
Show Saved View
Manage My List...
0 Items in 0 Groups
QUICK LINKS
Manage QuickLinks
QUICK HELP
Viewing Alarms and Events Read more...
RELATED VIEWS
EDIT
Alarms & Events , Mimics , RBNS View , Trends
ALARMS AND EVENTS - UNIT 100 ALARMS
No Row Selected
OPC Server | Source | Message | Time | Event Categ
Test-Gateway FCS0102 FCS0102 Recover 03/12/2002 09:03:46.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0102 FCS0102 LEFT Fail (SW STOP Code= 0000 0000 0000 0000) 03/12/2002 09:03:50.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0102 FCS0102 LEFT Manual Reset Start 03/12/2002 09:03:50.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0102 FCS0102 LEFT Control 03/12/2002 09:03:50.000 System Alarm
Test-Gateway FC222A FC222A Flow Control MAN IMAN 03/12/2002 09:03:50.000 Mode/Status
Test-Gateway FC222B FC222B Flow Control MAN IMAN 03/12/2002 09:03:50.000 Mode/Status
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Recover 03/12/2002 09:04:16.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 LEFT Fail (SW STOP Code= 0000 0000 0000 0000) 03/12/2002 09:04:20.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 LEFT Manual Reset Start 03/12/2002 09:04:20.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 LEFT Control 03/12/2002 09:04:20.000 System Alarm
Test-Gateway FC222A FC222A Flow Control MAN 03/12/2002 09:04:49.000 Mode/Status
Test-Gateway FC222B FC222B Flow Control MAN 03/12/2002 09:04:49.000 Mode/Status
Test-Gateway %OG0001S0164 Store long-term files with archive dialog.<Trend:Block 12> 03/12/2002 09:15:31.000 Operation G
Test-Gateway %OG0001S0164 Store long-term files with archive dialog.<Trend:Block 12> 03/12/2002 09:15:33.000 Operation G
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Fail 03/12/2002 09:25:05.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0102 FCS0102 Fail 03/12/2002 09:25:21.000 System Alarm
Test-Gateway 1LIC300 1LIC300 Bottom Level ACK 12/12/2002 23:17:22.757 Process Alarm
Test-Gateway 1FIC200 1FIC200 Crude Input Flow ACK 12/12/2002 23:17:22.757 Process Alarm
Test-Gateway 1FIC200 1FIC200 Crude Input Flow SV = 6.00 TNE/H old= 24.00 [TESTUSER@HIS0164] 12/12/2002 23:19:46.000 Operation re
Test-Gateway 1FIC200 1FIC200 Crude Input Flow PV = 19.36 TNE/H HI Recover 12/12/2002 23:19:57.000 Process Alarm
Test-Gateway 1LIC300 1LIC300 Bottom Level PV = 77.87 % HI Recover 12/12/2002 23:23:33.000 Process Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Fail 12/12/2002 23:24:59.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Too Heavy Load 16/02/2003 13:19:22.000 System Alarm
Test-Gateway HIS0164 TESTUSER UserOut [TESTUSER@HIS0164] 16/02/2003 13:34:47.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Fail 16/02/2003 13:49:03.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Fail 23/02/2003 20:26:27.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Fail 26/02/2003 18:14:36.000 System Alarm
Test-Gateway FCS0103 FCS0103 Fail 26/02/2003 21:36:29.000 System Alarm

Exaquantum/Web Alarms & Events Web Page

1.6 Exaquantum Excel Add-in

The Exaquantum Excel Add-in utilizes the standard Microsoft Excel capabilities to provide a display of the process information.



Exaquantum Excel Add-in Dynamic Data Visualization

The Exaquantum add-in supports 'drag & drop' to simplify the creation of Excel spreadsheets by using the Exaquantum 'Data Selector' which is also common to Exaquantum/Explorer (via DCOM) and Exaquantum/Web (via HTTP).

Some of the display capabilities available are:

- Live point, trend or aggregation
- Historical point, trend or aggregation
- History replay point, trend or aggregation
- ad-hoc aggregations
- Query using ODBC
- Retrieval of Exaquantum tag static information for analysis and documentation purposes.

4. 参考文献

・「アジア／世界エネルギーアウトルック 2010」(財)日本エネルギー経済研究所

・「海外諸国の電気事業」（2008 年）(社)海外電力調査会

・「海外電気事業統計」（2010）(社)海外電力調査会

・「コール・ノート」（2010 年版）(財)石炭エネルギーセンター

・「発電所案件の EPC, コントラクター等の動向」(2010 年 12 月)ジェトロハノイセンター

・「ベトナム 電力調査 2010」（2010 年 12 月）ジェトロハノイセンター

非　売　品
禁無断転載

平　成　２２　年　度
我が国の発電プラントの国際展開に寄与する途上国へのプラント・メンテナンス・インフラ構築・導入に関する調査研究報告書

発　行　　平成２３年３月

発行者　　社団法人　日本機械工業連合会
〒105-0011
東京都港区芝公園三丁目５番８号
電　話　０３－３４３４－５３８４

社団法人　日本プラント協会
〒101-0051
東京都千代田区神田神保町三丁目５番
電　話　０３－３２２２－８１００